

FECU (Ficha Estadística Codificada Uniforme)

1. IDENTIFICACION

1.01.05.00

Razón Social

EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO

1.01.04.00

RUT Sociedad

92604000 - 6

1.00.01.10

Fecha de inicio

<i>día</i>	<i>mes</i>	<i>año</i>
1	1	2007

1.00.01.20

Fecha de cierre

<i>día</i>	<i>mes</i>	<i>año</i>
30	6	2007

1.00.01.30

Tipo de Moneda

Dólares

1.00.01.40

Tipo de Estados Financieros

Consolidado

Informe de los Auditores Externos **Revisión de Estados Financieros Interinos referidos al** **30 de Junio de 2007**

Razón Social Auditores Externos: Deloitte & Touche Sociedad de Auditores y Consulto
RUT Auditores ExternosExtern 80276200-3

A los señores Presidente y Directores
Empresa Nacional del Petróleo

Hemos revisado los balances generales consolidados interinos de Empresa Nacional del Petróleo y filiales al 30 de junio de 2007 y 2006 y los correspondientes estados consolidados interinos de resultados y de flujo de efectivo por el período de seis meses terminados en esas fechas. Estos estados financieros interinos y sus correspondientes notas son responsabilidad de la administración de Empresa Nacional del Petróleo. El Análisis Razonado y los Hechos Relevantes adjuntos no forman parte integrante de estos estados financieros; por lo tanto, este informe no se extiende a los mismos.

Hemos efectuado la revisión de acuerdo con normas de auditoría establecidas en Chile para una revisión de información financiera interina. Una revisión de información financiera interina consiste principalmente en aplicar procedimientos de revisión analítica a los estados financieros y efectuar las indagaciones con el personal responsable de las materias financieras y de contabilidad. El alcance de esta revisión es sustancialmente menor que una auditoría efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, cuyo objetivo es expresar una opinión sobre los estados financieros tomados en conjunto. En consecuencia, los estados financieros consolidados interinos al 30 de junio de 2007 y 2006 no han sido auditados y por lo tanto, no estamos en condiciones de expresar, ni expresamos dicha opinión.

Basados en nuestra revisión de los estados financieros consolidados interinos al 30 de junio de 2007 y 2006, no tenemos conocimiento de ajustes significativos que debieran ser efectuados a los mismos, para que estén de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile.

Agosto 3, 2007

Nombre de la persona autorizada que firma Arturo Platt A.
RUT de la persona autorizada que firma 8498077-3

ACTIVOS

2.00 ESTADOS FINANCIEROS

2.01 BALANCE GENERAL

1.00.01.30 Tipo de Moneda

Dólares

 1.00.01.40 Tipo de Balance

Consolidado

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

ACTIVOS	NÚMERO NOTA	al 30 06 2007			al 30 06 2006		
		ACTUAL			ANTERIOR		
5.11.00.00 TOTAL ACTIVOS CIRCULANTES		2.513.125			2.489.544		
5.11.10.10 Disponible		44.754			71.176		
5.11.10.20 Depósitos a plazo		17.117			39.680		
5.11.10.30 Valores negociables (neto)		1.899			12.978		
5.11.10.40 Deudores por venta (neto)	4	895.296			639.392		
5.11.10.50 Documentos por cobrar (neto)		0			0		
5.11.10.60 Deudores varios (neto)	4	57.472			68.105		
5.11.10.70 Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas	5	61.982			18.809		
5.11.10.80 Existencias (neto)	6	1.220.369			1.371.123		
5.11.10.90 Impuestos por recuperar	7	128.535			190.943		
5.11.20.10 Gastos pagados por anticipado		13.433			21.688		
5.11.20.20 Impuestos diferidos	7	11.205			21.932		
5.11.20.30 Otros activos circulantes		61.063			33.718		
5.11.20.40 Contratos de leasing (neto)		0			0		
5.11.20.50 Activos para leasing (neto)		0			0		
5.12.00.00 TOTAL ACTIVOS FIJOS	8	1.716.824			1.605.320		
5.12.10.00 Terrenos		16.902			16.907		
5.12.20.00 Construcción y obras de infraestructura		4.167.356			3.993.141		
5.12.30.00 Maquinarias y equipos		66.564			58.577		
5.12.40.00 Otros activos fijos		400.293			355.601		
5.12.50.00 Mayor valor por retasación técnica del activo fijo		0			0		
5.12.60.00 Depreciación (menos)		(2.934.291)			(2.818.906)		
5.13.00.00 TOTAL OTROS ACTIVOS		278.262			297.893		
5.13.10.10 Inversiones en empresas relacionadas	10	89.858			84.589		
5.13.10.20 Inversiones en otras sociedades	11	61.450			59.609		
5.13.10.30 Menor valor de inversiones	12	5.159			4.107		
5.13.10.40 Mayor valor de inversiones (menos)		0					
5.13.10.50 Deudores a largo plazo	4	24.500			23.467		
5.13.10.60 Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas largo plazo	5	11.861			10.364		
5.13.10.65 Impuestos diferidos a largo plazo	7	16.700			32.909		
5.13.10.70 Intangibles		0			0		
5.13.10.80 Amortización (menos)		0			0		
5.13.10.90 Otros	13	68.734			82.848		
5.13.20.10 Contratos de leasing largo plazo (neto)		0			0		
5.10.00.00 TOTAL ACTIVOS		4.508.211			4.392.757		

PASIVOS

1.00.01.30 Tipo de Moneda
 1.00.01.40 Tipo de Balance

Dólares
Consolidado

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

PASIVOS	NÚMERO NOTA	al 30 06 2007			al 30 06 2006		
		ACTUAL			ANTERIOR		
5.21.00.00 TOTAL PASIVOS CIRCULANTES		1.958.061			1.862.793		
5.21.10.10 Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo	14	17.112			0		
5.21.10.20 Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo - porción corto plazo	14	26.206			56.786		
5.21.10.30 Obligaciones con el público (pagarés)		0			0		
5.21.10.40 Obligaciones con el público - porción corto plazo (bonos)	16	5.927			5.730		
5.21.10.50 Obligaciones largo plazo con vencimiento dentro un año		1.341			1.225		
5.21.10.60 Dividendos por pagar		45.357			0		
5.21.10.70 Cuentas por pagar		1.702.166			1.209.823		
5.21.10.80 Documentos por pagar		21.497			399.854		
5.21.10.90 Acreedores varios		10.853			7.366		
5.21.20.10 Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas	5	14.093			12.287		
5.21.20.20 Provisiones	17	46.904			60.466		
5.21.20.30 Retenciones		30.783			10.219		
5.21.20.40 Impuesto a la renta	7	14.948			69.486		
5.21.20.50 Ingresos percibidos por adelantado		151			149		
5.21.20.60 Impuestos diferidos		0			0		
5.21.20.70 Otros pasivos circulantes		20.723			29.402		
5.22.00.00 TOTAL PASIVOS A LARGO PLAZO		1.585.726			1.525.310		
5.22.10.00 Obligaciones con bancos e instituciones financieras	15	380.500			252.250		
5.22.20.00 Obligaciones con el público largo plazo (bonos)	16	554.885			549.358		
5.22.30.00 Documentos por pagar largo plazo		3.554			3.770		
5.22.40.00 Acreedores varios largo plazo		16.404			16.681		
5.22.50.00 Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas largo plazo	5	204.968			218.869		
5.22.60.00 Provisiones largo plazo	17	373.160			416.009		
5.22.70.00 Impuestos Diferidos a largo plazo		0			0		
5.22.80.00 Otros pasivos a largo plazo		52.255			68.373		
5.23.00.00 INTERES MINORITARIO	19	301			386		
5.24.00.00 TOTAL PATRIMONIO	20	964.123			1.004.268		
5.24.10.00 Capital pagado		927.500			876.701		
5.24.20.00 Reserva revalorización capital		0			0		
5.24.30.00 Sobreprecio en venta de acciones propias		0			0		
5.24.40.00 Otras reservas	20	(69.076)			(69.475)		
5.24.50.00 Utilidades retenidas (sumas códigos 5.24.51.00 al 5.24.56.00)	20	105.699			197.042		
5.24.51.00 Reservas futuros dividendos		0			0		
5.24.52.00 Utilidades acumuladas	20	35.193			80.550		
5.24.53.00 Pérdidas acumuladas (menos)					0		
5.24.54.00 Utilidad (pérdida) del ejercicio	20	70.506			116.492		
5.24.55.00 Dividendos provisorios (menos)		0			0		
5.24.56.00 Déficit acumulado periodo de desarrollo		0			0		
5.20.00.00 TOTAL PASIVOS		4.508.211			4.392.757		

ESTADO DE RESULTADOS

2.02 ESTADO DE RESULTADOS

1.00.01.30 Tipo de Moneda Dólares
 1.00.01.40 Tipo de Balance Consolidado

1.01.04.00 R.U.T.
92604000 - 6

ESTADO DE RESULTADOS	NÚMERO NOTA	ACTUAL			ANTERIOR		
		desde	hasta	año	desde	hasta	año
		01	30	2007	01	30	2006
5.31.11.00 RESULTADO DE EXPLOTACION				208.643			302.721
5.31.11.10 MARGEN DE EXPLOTACION				256.661			345.248
5.31.11.11 Ingresos de explotación				4.013.322			3.817.816
5.31.11.12 Costos de explotación (menos)				(3.756.661)			(3.472.568)
5.31.11.20 Gastos de administración y ventas (menos)				(48.018)			(42.527)
5.31.12.00 RESULTADO FUERA DE EXPLOTACION				(53.483)			(51.901)
5.31.12.10 Ingresos financieros				3.162			2.009
5.31.12.20 Utilidad inversiones empresas relacionadas	10			5.296			5.439
5.31.12.30 Otros ingresos fuera de la explotación	21			9.240			6.705
5.31.12.40 Pérdida inversión empresas relacionadas (menos)	10			(1.928)			(1.093)
5.31.12.50 Amortización menor valor de inversiones (menos)	12			(577)			(712)
5.31.12.60 Gastos financieros(menos)				(61.851)			(48.641)
5.31.12.70 Otros egresos fuera de la explotación (menos)	21			(1.371)			(7.004)
5.31.12.80 Corrección monetaria				0			0
5.31.12.90 Diferencias de cambio	22			(5.454)			(8.604)
5.31.10.00 RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA E ÍTEMES EXTRAORDINARIOS				155.160			250.820
5.31.20.00 IMPUESTO A LA RENTA	7			(84.609)			(134.282)
5.31.30.00 ÍTEMES EXTRAORDINARIOS				0			0
5.31.40.00 UTILIDAD (PERDIDA) ANTES DE INTERÉS MINORITARIO	7			70.551			116.538
5.31.50.00 INTERES MINORITARIO	19			(45)			(46)
5.31.00.00 UTILIDAD (PÉRDIDA) LÍQUIDA				70.506			116.492
5.32.00.00 Amortización mayor valor de inversiones				0			0
5.30.00.00 UTILIDAD (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO				70.506			116.492

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO

2.03 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

1.00.01.30 Tipo de Moneda Dólares
 1.00.01.40 Tipo de Balance Consolidado
 5.03.01.00 Método del estado de flujo de efectivo D

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

	día	mes	año		día	mes	año
desde	01	01	2007	desde	01	01	2006
hasta	30	06	2007	hasta	30	06	2006

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO	NÚMERO NOTA	ACTUAL	ANTERIOR
5.41.11.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN		236.213	238.281
5.41.11.10 Recaudación de deudores por venta		5.040.222	4.913.312
5.41.11.20 Ingresos financieros percibidos		3.179	2.138
5.41.11.30 Dividendos y otros repartos percibidos		6.548	4.348
5.41.11.40 Otros ingresos percibidos		92.309	7.183
5.41.11.50 Pago a proveedores y personal (menos)		(3.939.106)	(3.546.843)
5.41.11.60 Intereses pagados (menos)		(53.148)	(38.944)
5.41.11.70 Impuesto a la renta pagado (menos)		(173.213)	(52.521)
5.41.11.80 Otros gastos pagados (menos)		(5.863)	(10.943)
5.41.11.90 Impuesto al Valor Agregado y otros similares pagados (menos)		(734.715)	(1.039.449)
5.41.12.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO		383	(72.591)
5.41.12.05 Colocación de acciones de pago			0
5.41.12.10 Obtención de préstamos		18.410	0
5.41.12.15 Obligaciones con el público			0
5.41.12.20 Préstamos documentados de empresas relacionadas			0
5.41.12.25 Obtención de otros préstamos de empresas relacionadas			0
5.41.12.30 Otras fuentes de financiamiento			0
5.41.12.35 Pago de dividendos (menos)			(56.384)
5.41.12.40 Repartos de capital (menos)			0
5.41.12.45 Pago de préstamos (menos)		(18.027)	(16.081)
5.41.12.50 Pago de obligaciones con el público (menos)			0
5.41.12.55 Pago de préstamos documentados de empresas relacionadas (menos)			0
5.41.12.60 Pago de otros préstamos de empresas relacionadas (menos)			0
5.41.12.65 Pago de gastos por emisión y colocación de acciones (menos)			0
5.41.12.70 Pago de gastos por emisión y colocación de obligaciones con el público (menos)			0
5.41.12.75 Otros desembolsos por financiamiento (menos)			(126)
5.41.13.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		(258.776)	(122.638)
5.41.13.05 Ventas de activo fijo			367
5.41.13.10 Ventas de inversiones permanentes			159
5.41.13.15 Ventas de otras inversiones			0
5.41.13.20 Recaudación de préstamos documentados a empresas relacionadas			374
5.41.13.25 Recaudación de otros préstamos a empresas relacionadas			0
5.41.13.30 Otros ingresos de inversión	24	2.538	6.902
5.41.13.35 Incorporación de activos fijos (menos)		(213.449)	(124.260)
5.41.13.40 Pago de intereses capitalizados (menos)			0
5.41.13.45 Inversiones permanentes (menos)		(3.283)	(1.427)
5.41.13.50 Inversiones en instrumentos financieros (menos)			0
5.41.13.55 Préstamos documentados a empresas relacionadas (menos)			0
5.41.13.60 Otros préstamos a empresas relacionadas (menos)		(44.449)	(779)
5.41.13.65 Otros desembolsos de inversión (menos)		(133)	(3.974)
5.41.10.00 FLUJO NETO TOTAL DEL PERÍODO		(22.180)	43.052
5.41.20.00 EFECTO DE LA INFLACIÓN SOBRE EL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE			0
5.41.00.00 VARIACION NETA DEL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE		(22.180)	43.052
5.42.00.00 SALDO INICIAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE		85.950	80.782
5.40.00.00 SALDO FINAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE	24	63.770	123.834

CONCILIACION FLUJO-RESULTADO

CONCILIACIÓN ENTRE EL FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN Y EL RESULTADO DEL EJERCICIO

1.00.01.30 Tipo de Moneda
 1.00.01.40 Tipo de Balance

Dólares
Consolidado

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

1.01.04.00 R.U.T.				1.01.04.00 R.U.T.			
desde	01	01	2007	desde	01	01	2006
hasta	30	06	2007	hasta	30	06	2006

CONCILIACION FLUJO-RESULTADO	NÚMERO NOTA	ACTUAL	ANTERIOR
5.50.10.00 Utilidad (Pérdida) del ejercicio		70.506	116.492
5.50.20.00 Resultado en venta de activos		0	(356)
5.50.20.10 (Utilidad) Pérdida en venta de activos fijos	21	0	(360)
5.50.20.20 Utilidad en venta de inversiones (menos)		0	0
5.50.20.30 Pérdida en venta de inversiones	21	0	4
5.50.20.40 (Utilidad) Pérdida en venta de otros activos		0	0
5.50.30.00 Cargos (abonos) a resultado que no representan flujo de efectivo		71.419	119.898
5.50.30.05 Depreciación del ejercicio	8	125.407	115.151
5.50.30.10 Amortización de intangibles		0	0
5.50.30.15 Castigos y provisiones	17	2.767	15.795
5.50.30.20 Utilidad devengada en inversiones en empresas relacionadas (menos)	10	(5.296)	(5.439)
5.50.30.25 Pérdida devengada en inversiones en empresas relacionadas	10	1.928	1.093
5.50.30.30 Amortización menor valor de inversiones	12	577	712
5.50.30.35 Amortización mayor valor de inversiones (menos)		0	0
5.50.30.40 Corrección monetaria neta		0	0
5.50.30.45 Diferencia de cambio neta	22	5.454	8.604
5.50.30.50 Otros abonos a resultado que no representan flujo de efectivo (menos)		(59.418)	(18.257)
5.50.30.55 Otros cargos a resultado que no representan flujo de efectivo		0	2.239
5.50.40.00 Variación de Activos que afectan al flujo de efectivo (aumentos) disminuciones		(106.381)	(1.108.971)
5.50.40.10 Deudores por ventas		149.445	(688.621)
5.50.40.20 Existencias		(353.559)	(491.194)
5.50.40.30 Otros activos		97.733	70.844
5.50.50.00 Variación de pasivos que afectan al flujo de efectivo aumentos (disminuciones)		200.624	1.111.172
5.50.50.10 Cuentas por pagar relacionadas con el resultado de la explotación		1.036.779	1.173.580
5.50.50.20 Intereses por pagar		5.955	8.835
5.50.50.30 Impuesto a la renta por pagar (neto)		(23.242)	79.443
5.50.50.40 Otras cuentas por pagar relacionadas con el resultado fuera de explotación		(334)	(1.551)
5.50.50.50 Impuesto al Valor Agregado y otros similares por pagar (neto)		(818.534)	(149.135)
5.50.60.00 Utilidad (Pérdida) del interés minoritario	19	45	46
5.50.00.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN		236.213	238.281

01. Inscripción en el Registro de Valores

La Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), es la matriz del grupo de empresas a que se refieren los presentes estados financieros consolidados.

Con fecha 4 de octubre de 2002, la Empresa fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el N°783. De acuerdo a lo anterior, la Empresa se encuentra sujeta a las normas de la citada Superintendencia.

Las filiales cuyos estados financieros se incluyen en la consolidación, corresponden tanto a empresas situadas en Chile como en el exterior.

Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) fue creada por la Ley 9.618 de fecha 19 de junio de 1950 y es de propiedad del Estado de Chile. Su actividad principal, de acuerdo con dicha Ley y modificaciones posteriores, es la exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos, actividad que está facultada para desarrollar dentro y fuera del territorio nacional. Es holding de las filiales: Enap Refinerías S.A., Enap Sipetrol S.A. y Petro Servicio Corp. S.A., además, posee una sucursal en la República Argentina.

Enap Refinerías S.A. (ERSA) refina el petróleo crudo nacional que adquiere a ENAP y el importado a proveedores extranjeros. El financiamiento de las importaciones de crudo y productos, es realizado por ENAP, mediante el pago que efectúa directamente a los proveedores. Además, presta servicios de recepción y almacenamiento de hidrocarburos, a través de terminales y estanques.

Las Sociedades Petro Servicio Corp. S.A. y Enap Sipetrol S.A. realizan fuera del territorio nacional una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.

Enap Sipetrol S.A. posee sucursales en Ecuador, Colombia (hasta el 31 de marzo de 2006), Argentina y Venezuela y las filiales en Argentina, Estados Unidos, Inglaterra, Ecuador, Uruguay y Brasil.

Mediante escritura publica de fecha 3 de abril de 2006, la filial Enap Sipetrol S.A. fue dividida, traspasando todos los activos relacionados con la operación en Colombia (Sucursal) a una nueva sociedad denominada Sociedad de Exploración y Explotación Petrolera S.A. (SEEP S.A.), la cual fue vendida en el mes de julio de 2006.

La filial Enap Refinerías S.A., es una sociedad anónima cerrada, inscrita voluntariamente en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el N°833.

02. Criterios Contables Aplicados

a. Período contable

Los estados financieros consolidados comprenden los períodos terminados al 30 de junio de 2007 y 2006.

b. Bases de preparación

Los estados financieros consolidados, han sido preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile emitidos por el Colegio de Contadores de Chile A.G., los cuales concuerdan con las normas impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros. En caso de existir discrepancias priman estas últimas.

c. Bases de presentación

De acuerdo a la Resolución Exenta N°190 del Servicio de Impuestos Internos, de fecha 1 de octubre de 2004 y Oficio ordinario N°11.108 de la Superintendencia de Valores y Seguros, de fecha 26 de noviembre 2004, se autorizó a la Empresa para llevar su contabilidad en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica, en los términos y condiciones que exige el artículo 18, inciso 3° del Código Tributario, a contar del 1 de enero de 2005.

d. Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados han sido preparados de acuerdo con la normativa establecida en el Boletín Técnico N° 72 (que derogó parcialmente Boletín Técnico N° 42) del Colegio de Contadores de Chile A.G. y en la Circular N°1.697 (que derogó la Circular N° 368) de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Los estados financieros de las sociedades extranjeras al 30 de junio de 2007 y 2006 han sido preparados de acuerdo a la normativa establecida en los Boletines Técnicos N°72, N°64 y N°42 del Colegio de Contadores de Chile A.G., dependiendo de la fecha en que estos fueron adoptados.

En cuadro adjunto, al final de esta nota, se presentan las filiales que se han consolidado.

Todas las transacciones, resultados no realizados y los saldos significativos entre compañías han sido eliminados y se ha reconocido la participación de los inversionistas minoritarios, presentada como interés minoritario.

e. Bases de conversión

Las transacciones efectuadas durante los períodos, en pesos chilenos, en unidades de fomento u otras monedas distintas a dólares estadounidenses, se registran al tipo de cambio del dólar observado de la fecha de la transacción. Los activos y pasivos vigentes al cierre del período, que se encuentran pactados en pesos chilenos, en unidades de fomento u otras monedas distintas a dólares estadounidenses se presentan al tipo de cambio observado al cierre del periodo, de acuerdo a las siguientes paridades:

	30/06/2007	30/06/2006
Peso chileno por dólar	526,86	539,44
Peso argentino por dólar	3,09	3,08
Peso colombiano por dólar	1.973,90	2.572,20
Libra esterlina por dólar	0,50	0,54
Unidad de fomento por dólar	0,03	0,03
Euro por dólar	0,74	0,78

f. Depósitos a plazo

Los depósitos a plazo se presentan a su valor de inversión más intereses y reajustes devengados.

g. Valores negociables

Corresponde a inversiones en cuotas de fondos mutuos de renta fija valorizadas al valor de la cuota al cierre del período.

h. Estimación de deudores incobrables

Los deudores por ventas se presentan netos de una provisión de deudores incobrables. Esta provisión ha sido determinada, principalmente, considerando la

02. Criterios Contables Aplicados

antigüedad de las cuentas por cobrar vencidas.

i. Existencias

Las existencias de petróleo crudo y productos terminados han sido valorizadas a sus costos directos de adquisición o producción. El valor de las existencias no excede su valor neto de realización. Para estos efectos se han considerado los precios de ventas de los productos terminados y los costos de reposición del petróleo crudo.

Las existencias de insumos en bodega se valorizan a sus costos de adquisición deducidas las provisiones estimadas para obsolescencia.

La provisión para obsolescencia está constituida sobre la base de una evaluación técnica de los insumos que se estima no tendrán una utilización futura en las actividades de producción.

j. Activo fijo

El activo fijo se presenta a su costo de adquisición.

Las inversiones en campos petrolíferos en explotación y desarrollo, se presentan clasificadas en construcciones y obras de infraestructura.

Las inversiones en exploración comprenden desembolsos y aportes destinados a cubrir la adquisición de bienes de uso y el desarrollo de pozos exploratorios. Estos costos se mantienen como inversión en exploración hasta que se concluya sobre la existencia de hidrocarburos que permitan su recupero. Los costos geológicos y geofísicos son cargados directo a resultados.

Los costos e inversiones correspondientes a exploraciones exitosas son traspasados a campos petrolíferos y los no exitosos se cargan a resultados.

Las inversiones en campos petrolíferos se encuentran sujetas a permanentes evaluaciones de sus ingresos futuros. En aquellos casos en que los flujos futuros estimados sean menores a las inversiones efectuadas, los valores de éstas últimas son ajustados a la estimación de flujos futuros descontados.

Los materiales y repuestos que se estima se incorporarán al activo fijo, se presentan en el rubro otros activos fijos al costo, netos de provisión de obsolescencia.

Aquellos activos fijos dispuestos para la venta han sido reclasificados en otros activos circulantes a su valor libro, el cual no excede el valor neto de realización.

k. Depreciación activo fijo

La depreciación se calcula en forma lineal sobre la base de los años de vida útil estimada de los bienes, excepto los campos petrolíferos, cuya depreciación se calcula por el método unidad de producción. Este cálculo se efectúa considerando la producción del año y reservas estimadas (probadas-desarrolladas) de petróleo crudo y gas, de acuerdo con informes técnicos preparados por personal de la Empresa. Estas cifras son certificadas en forma periódica por especialistas independientes. La depreciación de oleoductos y gasoductos marinos se calcula por el método de unidad de producción, considerando la producción del año y reservas probadas-desarrolladas.

l. Activos en leasing

Los bienes recibidos en arrendamiento con opción de compra, cuyos contratos reúnen las características de un leasing financiero, son contabilizados en forma similar a la adquisición de un activo fijo reconociendo la obligación total y los intereses sobre la base de lo devengado. La valorización y depreciación de estos activos se efectúan bajo las normas generales que afectan al activo fijo. Estos activos no son jurídicamente propiedad de la Empresa, por lo que mientras no se ejerza la opción de compra no se puede disponer libremente de ellos.

m. Inversiones en empresas relacionadas

Las inversiones incorporadas a partir del 1 de enero de 2004 se presentan valorizadas de acuerdo a la metodología del Valor Patrimonial (VP). Las efectuadas con anterioridad a dicha fecha se presentan valorizadas de acuerdo a la metodología del Valor Patrimonial Proporcional (VPP).

02. Criterios Contables Aplicados

La valorización de empresas extranjeras se basa en las normas y criterios contables contenidos en el Boletín Técnico N°64 del Colegio de Contadores de Chile A.G., que establece que las inversiones en el extranjero, en países no estables, y que no son una extensión de las operaciones de la inversora, se controlan en dólares estadounidenses, ajustándose los estados financieros de la Sociedad extranjera a principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile. Los ajustes de cambio por conversión se cargan o abonan a Otras Reservas en el Patrimonio. Este criterio se aplicó hasta diciembre de 2004.

Para aquellas sociedades en que ENAP y sus filiales poseen menos de un 20% de participación societaria y ejercen influencia significativa según lo definido en el Boletín Técnico N°72 del Colegio de Contadores, dichas inversiones se han contabilizado a valor patrimonial.

n. Inversión en otras sociedades

Las inversiones en otras sociedades se presentan valorizadas al costo de adquisición.

De acuerdo al Boletín Técnico N°72 del Colegio de Contadores A.G., las inversiones en empresas relacionadas que no reúnen las características para ser registradas en base a su VP, por no tener la Empresa el control o influencia significativa, se ha considerado como costo, su último VP, anterior a la fecha en que dió origen el cambio en el método de valorización, más o menos, el mayor o menor valor, si corresponde.

ñ. Menor valor de inversiones

Corresponde a la diferencia entre el valor de adquisición de acciones y el valor patrimonial proporcional a la fecha de la compra. Para las adquisiciones de acciones efectuadas a partir del 1 de enero de 2004, el menor valor determinado corresponde a la diferencia entre el valor de adquisición de acciones y el valor justo a la fecha de la compra. Los plazos de amortización se determinan considerando "el tiempo esperado de retorno de la inversión".

o. Ingresos percibidos por adelantado

Los ingresos anticipados corresponden a valores percibidos anticipadamente en virtud de un contrato de usufructo suscrito. Estos ingresos se amortizan linealmente con abono a resultados sobre base devengada.

p. Cargos financieros

Los desembolsos asociados directamente a la obtención de préstamos, se difieren y amortizan en el plazo de la obligación que le dio origen. Estos se presentan en el rubro Otros activos circulantes y Otros del activo a largo plazo.

q. Impuestos a la renta e impuestos diferidos

La Empresa provisiona los impuestos a la renta sobre base devengada, de conformidad a las disposiciones legales vigentes. Estos comprenden el impuesto de primera categoría y un impuesto adicional incorporado por el artículo N°2 del D.L. N°2.398.

Los impuestos diferidos originados por las diferencias entre el balance financiero y el balance tributario, se registran por todas las diferencias temporarias, considerando la tasa de impuesto que estará vigente a la fecha estimada de reverso, conforme a lo establecido en el Boletín Técnico N°60 del Colegio de Contadores de Chile A.G. Los efectos derivados de los impuestos diferidos existentes a la fecha de implantación del referido boletín técnico y no reconocidos anteriormente, se reconocen en resultados sólo a medida que las diferencias temporales se reversen.

r. Documentos por pagar

Este rubro incluye, entre otros, obligaciones con pago confirmado a proveedores de petróleo crudo y otros productos, a través de instituciones financieras.

s. Obligaciones con el público

Las obligaciones por emisión de bonos se presentan de acuerdo a los montos comprometidos a desembolsar, incluyendo el valor de capital e intereses devengados hasta la fecha de cierre de los estados financieros. El menor valor determinado en la colocación de los bonos es activado y amortizado linealmente en el plazo estipulado de vigencia de los instrumentos de deuda y se presenta en

02. Criterios Contables Aplicados

los rubros Otros activos circulantes y Otros activos de largo plazo, el cargo a resultado por amortización se presenta en el rubro Gastos financieros del Estado de Resultados.

Los costos de emisión de títulos de deuda son activados y se presentan en los rubros Otros activos circulantes y Otros activos de largo plazo y son amortizados linealmente durante el plazo de vigencia de la obligación. El cargo a resultado por amortización se presenta en el rubro Gastos financieros.

t. Contratos de derivados

La Empresa mantiene contratos de derivados que corresponden a operaciones de cobertura tanto de transacciones esperadas como de partidas existentes.

En el caso de instrumentos de cobertura de transacciones esperadas, el mismo se presenta a su valor justo y los cambios en dicho valor son reconocidos como resultado no realizado hasta su vencimiento, momento en el cual se reconocen en resultados.

En el caso de instrumento de cobertura de partidas existentes, el mismo se ha valorizado al valor justo. El efecto de dicha valorización se reconoce en resultados en caso de ser pérdida y se difiere en caso de ser utilidad.

u. Vacaciones del personal

El costo de las vacaciones del personal se carga a resultados en el período en que se devenga.

v. Compensaciones y beneficios del personal

La provisión por compensaciones y beneficios del personal, cubre las obligaciones devengadas por desembolsos que deberá efectuar la empresa dentro de un año, de acuerdo con los convenios colectivos y contratos vigentes del personal.

w. Indemnización por años de servicio

La provisión para cubrir la obligación por concepto de indemnización por años de servicio del personal, de acuerdo con los convenios y contratos vigentes, se registra a su valor corriente.

x. Ingresos de explotación

Los ingresos provenientes de la explotación del giro se registran sobre base devengada. Estos ingresos se reconocen al momento del despacho físico de los productos, conjuntamente con la transferencia de su dominio.

y. Software computacional

La Empresa adquiere sus software en paquetes computacionales, los cuales se activan y se amortizan en un período máximo de 4 años. Los costos de implementación se cargan a resultado en el mismo ejercicio.

z. Transacción de venta con retroarrendamiento

La Empresa suscribió un contrato de venta con pacto de retroarrendamiento financiero por las oficinas del edificio corporativo, el cual se contabiliza manteniendo dichos activos en el activo fijo al mismo valor contable registrado antes de la operación y registrando los recursos obtenidos con abono al pasivo obligaciones por leasing, la cual se presenta formando parte de obligaciones largo plazo con vencimiento dentro un año en el pasivo circulante y acreedores varios largo plazo.

aa. Estado de flujo de efectivo

La Empresa ha considerado como efectivo y efectivo equivalente el disponible y todas aquellas inversiones de corto plazo que se efectúan como parte de la administración habitual de los excedentes de caja, de acuerdo con lo señalado por el Boletín Técnico N°50 del Colegio de Contadores de Chile A.G., y comprende el disponible, depósitos a plazo y valores negociables.

Bajo flujo originados por actividades de la operación se incluyen todos aquellos flujos de efectivo relacionados con el giro social, incluyendo además, los intereses pagados, los ingresos financieros y, en general, todos aquellos flujos que no están definidos como de inversión o financiamiento. Cabe destacar que el

02. Criterios Contables Aplicados

concepto operacional utilizado en este estado es más amplio que el considerado en el Estado de resultados.

Para efectos de presentación, bajo el rubro Flujo Originado por Actividades de la operación, y en particular en la partida Recaudación de Deudores por Venta, se presentan las remesas de fondos efectuadas por ERSA, destinadas a amortizar la cuenta corriente que mantiene con ENAP por el financiamiento de importaciones de crudo. Con estos fondos ENAP efectúa los pagos a los proveedores internacionales de crudo y productos.

02. Criterios Contables Aplicados
Sociedades Incluidas en la Consolidación

RUT	NOMBRE SOCIEDAD	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			
		30/06/2007			30/06/2006
		DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL
87756500-9	ENAP REFINERÍAS S.A.	99,9600	0,0000	99,9600	99,9600
0-E	PETRO SERVICIOS CORP. S.A (ARGENTINA)	99,9900	0,0100	100,0000	100,0000
96579730-0	ENAP SIPETROL S.A.	99,5000	0,5000	100,0000	100,0000
0-E	ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A (FILIAL DE ENAP S	0,5000	99,5000	100,0000	100,0000
0-E	SIPETROL BRASIL LTDA. (FILIAL DE ENAP SIPETRO	0,0000	99,9000	99,9000	99,9000
0-E	ENAP SIPETROL (UK) LIMITED (FILIAL DE ENAP SI	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	SIPETROL USA INC. (FILIAL DE ENAP SIPETROL)	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	SIPETROL INTERNATIONAL S.A (URUGUAY) (FILIA	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	SOC. INTERNACIONAL PETROLERA ENAP ECUADO	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	MANU PERU HOLDING S.A. (FILIAL DE ENAP REFI	0,0001	99,9999	100,0000	100,0000
0-E	INVERSIONES Y PROYECTOS HUMBOLT S.A. (FILI	0,0000	99,9999	99,9999	99,9001
76532150-6	SOC. DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACION PETROLER	0,0000	0,0000	0,0000	100,0000

03. Cambios Contables

Durante el período terminado al 30 de junio de 2007, no se efectuaron cambios contables con respecto al período anterior que puedan afectar en forma significativa la interpretación de los presentes estados financieros consolidados

04. Deudores de Corto y Largo Plazo

El detalle de los deudores de corto y largo plazo se presentan en cuadros adjuntos.

Los deudores varios corresponden principalmente a anticipos a proveedores y cuentas por cobrar al personal por préstamos habitacionales, médico dental y anticipos de remuneraciones.

04. Deudores de Corto y Largo Plazo
Deudores corto y largo plazo

RUBRO	CIRCULANTES						LARGO PLAZO		
	Hasta 90 días		Más de 90 hasta 1 año		Subtotal	Total Circulante (neto)		30/06/2007	30/06/2006
	30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006		30/06/2007	30/06/2006		
Deudores por Ventas	894.787	637.313	809	2.379	895.596	895.296	639.392	-	-
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	300	-	-	-	-
Documentos por cobrar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deudores Varios	56.605	65.667	867	2.438	57.472	57.472	68.105	24.500	23.467
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	-	-	-	-	-
							Total deudores largo plazo	24.500	23.467

04. Deudores de Corto y Largo Plazo
Detalle deudores por ventas

	2007		2006	
	MUS\$	%	MUS\$	%
Nacionales:				
Distribuidores	727.326	81,24%	490.774	76,76%
Consumidores directos	25.167	2,81%	26.552	4,15%
Extranjeros:				
Deudores extranjeros (1)	142.803	15,95%	122.066	19,09%
Totales	895.296	100,00%	639.392	100,00%

(1) Los deudores extranjeros corresponden a cuentas por cobrar, provenientes de exportaciones de productos.

05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas

El parámetro de materialidad o significancia establecido por la empresa para informar las transacciones con entidades relacionadas se determinó en un valor total superior a MUS\$500.

En el período al 30 de junio de 2006 y 2007 la empresa no realizó transacciones significativas con A&C Pipeline Holding, Energía Concón S.A., Empresa Nacional de Geotermia S.A., Gas de Chile S.A., Geotérmica del Norte S.A, GNL Chile S.A. y Oleoducto Trasandino Argentina S.A..

Los saldos y principales transacciones con empresas relacionadas se presentan en cuadros adjuntos con las siguientes referencias:

(1) Los saldos por cobrar y pagar a corto plazo corresponden principalmente a operaciones comerciales, las cuales no generan interés ni reajuste.

(2) Corresponde a contratos de compraventa de divisas (dólares) efectuado entre las sociedades coligadas y ENAP.

(3) Los saldos por pagar a corto y largo plazo corresponden a deuda por compra de activos fijos a través de un contrato de leasing financiero, celebrado entre Enap Refinerías S.A. con Eteres y Alcoholes S.A., Petrosul S.A., Productora de Diesel S.A. y Cía. de Hidrógeno del Bío Bío S.A., cuyos plazos de vencimientos y condiciones en general se describen en notas 8 y 26.

(4) Los saldos por cobrar a corto y largo plazo corresponden en parte a futuros aportes de capital en las empresas relacionadas, los cuales no tienen plazo de vencimiento.

(5) Corresponde a Cuentas por pagar de corto plazo de Enap Refinerías S.A., por compra de servicios de energía eléctrica y vapor y servicios de procesamiento; cuyo pago, según contrato, se realiza dentro de los 20 días contados de la fecha de emisión de la factura y pagos semestrales en los meses de febrero y agosto de cada año, respectivamente.

(6) El saldo por cobrar a Primax S.A.(sociedad peruana), corresponde a ventas de productos (operaciones de tipo comercial). Las condiciones de venta son crédito de 30 días de la fecha de facturación sin devengo de intereses.

(7) Las transacciones de Enap Refinerías S.A. con Innergy Holding S.A., corresponden a compras de gas natural cuyas condiciones de pago son de 10 días contados de la fecha de recepción de la factura.

05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas
Documentos y Cuentas por Cobrar

RUT	SOCIEDAD	CORTO PLAZO		LARGO PLAZO	
		30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A. (1)	0	218	0	0
96694400-5	GAS DE CHILE S.A. (4)	0	0	230	223
78889940-8	NORGAS S.A. (1)	2.972	1.969	0	0
96856650-4	INNERGY HOLDING S.A. (7)	5	5	11.326	10.141
96668110-1	CIA LATINOAMERICA PETROLERA S.A. (1)	0	4	0	0
0-E	PRIMAX S.A. (6)	17.091	15.617	0	0
99577350-3	EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA. (1)	61	55	3	0
78335760-7	PETROPOWER ENERGIA LTDA. (1)	0	595	0	0
76418940-K	GNL CHILE S.A. (4)	4.640	346	302	0
76788080-4	GNL QUINTERO S.A. (4)	37.213	0	0	0
TOTALES		61.982	18.809	11.861	10.364

**05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas
 Documentos y Cuentas por Pagar**

RUT	SOCIEDAD	CORTO PLAZO		LARGO PLAZO	
		30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006
96668110-1	CIA. LATINOAMERICANA PETROLERA S.A. (2)	0	0	4.452	4.348
99519810-K	CIA. DE HIDROGENO DEL BÍO-BÍO S.A. (3)	2.055	1.923	39.634	41.776
78335760-7	PETROPOWER ENERGÍA LTDA. (5)	123	440	0	0
96913550-7	ETERES Y ALCOHOLES S.A. (3)	1.635	1.404	24.970	26.606
96969000-4	PETROSUL S.A. (3)	1.659	1.550	27.920	29.577
99548320-3	PRODUCTORA DE DIESEL S.A. (3)	8.603	6.970	107.992	116.562
0-E	PRIMAX S.A. (1)	18	0	0	0
TOTALES		14.093	12.287	204.968	218.869

05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas
Transacciones

SOCIEDAD	RUT	NATURALEZA DE LA RELACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LA TRANSACCIÓN	30/06/2007		30/06/2006	
				MONTO	EFFECTOS EN RESULTADOS (CARGO/ABONO)	MONTO	EFFECTOS EN RESULTADOS (CARGO/ABONO)
ETERES Y ALCOHOLES S.A.	96913550-7	COLIGADA	PAGO DE CUOTA LEASING	3.045	-2.152	3.045	-2.253
-	96913550-7	COLIGADA	COMPRAS DE SERVICIOS DE PROCES	550	-550	550	-550
-		COLIGADA	VENTA DE SERVICIOS DE PROCES	550	550	550	550
CÍA DE HIDROGENO DEL BIO BIO S.A	96806130-5	COLIGADA	PAGO CUOTA DE LEASING	2.359	-1.354	2.359	-1.416
-	96806130-5	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS DE PROCESA	605	-605	605	-605
-		COLIGADA	VENTA DE SERVICIOS DE PROCESA	605	605	605	605
PETROSUL S.A.	96969000-4	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS DE PROCESO	700	-700	700	-700
-	96969000-4	COLIGADA	VENTA DE SERVICIOS DE PROCESA	700	700	700	700
-		COLIGADA	PAGO DE CUOTA LEASING	2.014	-1.069	2.007	-1.121
PRODISA S.A.	99548320-3	COLIGADA	PAGO CUOTA LEASING	6.010	-2.541	5.687	-465
NORGAS S.A.	78889940-8	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	10.373	441	6.763	314
PRIMAX S.A.	0-E	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	126.874	9.405	111.607	2.287
INNERGY HOLDING S.A.	96856650-4	COLIGADA	COMPRA DE GAS NATURAL	7.282	0	6.992	0
OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A	96655490-8	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	1.220	0	1.038	0
-	96655490-8	COLIGADA	SERV. TRANSPORTE POR OLEODUCTO	0	0	515	0
PETROPOWER ENERGIA LTDA	78335760-7	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	20.229	0	18.742	0

06. Existencias

El detalle de las existencias se presenta en cuadro adjunto.

06. Existencias

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Petróleo crudo	273.062	467.109
Petróleo crudo en tránsito	211.551	169.845
Productos terminados	489.022	612.552
Productos terminados en tránsito	180.161	82.330
Materiales en bodega (neto)	66.573	39.287
Totales	<u>1.220.369</u>	<u>1.371.123</u>

07. Impuestos diferidos e impuestos a la renta

a. Impuesto a la renta

El detalle del impuesto a la renta y los créditos correspondientes se presentan en cuadro adjunto.

b. Impuestos diferidos

El detalle de los saldos acumulados por impuestos diferidos al 30 de junio de 2007 y 2006 se presenta en cuadro adjunto:

(1) El saldo de las cuentas complementarias relacionadas con provisión de obsolescencia de materiales y de retiro de plataformas, es amortizado en función del reverso real de la respectiva diferencia temporal que le dio origen.

c. Gastos por impuesto a la renta

El detalle del cargo por impuesto a la renta se presenta en cuadro adjunto.

07. Impuestos diferidos e impuestos a la renta
Impuestos Diferidos

CONCEPTOS	30/06/2007				30/06/2006			
	IMPUESTO DIFERIDO ACTIVO		IMPUESTO DIFERIDO PASIVO		IMPUESTO DIFERIDO ACTIVO		IMPUESTO DIFERIDO PASIVO	
	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
DIFERENCIAS TEMPORARIAS								
Provisión cuentas incobrables	171	0	0	0	171	0	0	0
Ingresos Anticipados	1.947	0	0	0	146	0	0	0
Provisión de vacaciones	7.522	0	0	0	6.432	0	0	0
Amortización intangibles	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos en leasing	0	5.075	0	81	0	0	0	119
Gastos de fabricación	0	0	1.012	0	0	0	2.183	0
Depreciación Activo Fijo	0	0	0	0	0	0	0	0
Indemnización años de servicio	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros eventos	0	1.144	232	0	428	1.088	88	0
Utilidad no realizada venta de crudo	792	0	0	0	5.593	0	0	0
Provisión obsolescencia materiales (1)	0	5.919	0	0	0	8.301	0	0
Provisión retiro plataforma y normaliza	85	29.156	0	0	0	30.250	0	0
Pérdidas tributarias	354	0	0	0	6.134	12.396	0	0
Contratos leasing	0	0	0	24	0	2.856	0	0
Gastos diferidos bonos	0	0	0	5.139	0	0	0	5.965
Menor valor bono	0	0	0	2.642	0	0	0	3.032
Gastos financieros diferidos	0	0	0	2.924	0	0	0	1.985
Provisión desvinculación	0	0	0	0	4.558	0	0	0
Provisión valuación inversiones	0	6.456	0	0	0	5.771	0	0
Provisión cuota exploraciones	0	0	0	0	0	6.890	0	0
Activos fijos	0	5.436	165	0	0	6.037	274	0
Gastos pagados por anticipado	0	0	54	0	0	0	5	0
Provisión medio ambiente	0	0	0	0	1.020	0	0	0
Provi. Pasivo Colombia	0	200	0	0	0	0	0	0
Provision Incidentes	947	0	0	0	0	0	0	0
Provision Sobre estadia	850	0	0	0	0	0	0	0
OTROS								
Cuentas complementarias-neto de amortiza	0	15.368	0	2	0	15.921	0	2
Provisión de valuación	0	10.510			0	13.660		
Totales	12.668	27.508	1.463	10.808	24.482	44.008	2.550	11.099

07. Impuestos diferidos e impuesto a la renta
Impuesto a la renta

El detalle del pasivo (activo) originado por concepto de impuesto a la renta es el siguiente:

	Provisión impuesto renta			
	circulante		a largo plazo	
	2007	2006	2007	2006
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Provisiones de impuestos a la renta al 30 de junio:				
- 17% de primera categoría	27.045	37.484	-	-
- Impuesto único	264	214	-	-
- 40% DL-2.398 sobre utilidades de Enap	4.211	30.744	-	-
- 40% DL-2.398 sobre dividendos coligadas (1)	1.435	821	-	-
- 40% DL-2.398 sobre utilidades filiales (1)	-	-	44.175	44.596
- Impuestos provenientes del exterior	10.068	25.811	-	-
Total cargos por impuestos del año	43.023	95.074	44.175	44.596
Traspaso al corto plazo 40% DL-2398 sobre utilidades filiales	-	23.336	-	(23.336)
Saldos de provisiones de impuestos del período anterior	3.350	-	114.445	195.412
Totales	46.373	118.410	158.620	216.672
Menos:				
- Pagos provisionales del período	(27.224)	(38.540)	-	-
- Anticipo de impuestos del exterior	(4.051)	(10.233)	-	-
- Crédito de capacitación	(150)	(151)	-	-
Saldos netos por pagar (2)	14.948	69.486	158.620	216.672

Los impuestos devengados por operaciones en el exterior comprenden impuestos a la renta en Argentina, Ecuador, Uruguay, Inglaterra, Colombia (ex-sucursal) y Perú, e impuestos a los ingresos brutos, de acuerdo a la normativa de cada país.

Enap Sipetrol S.A. no ha constituido provisión por impuesto a la renta en Chile por existir una pérdida tributaria que asciende a MUS\$6.976 al 30 de junio de 2007 (pérdida tributaria MUS\$16.256 al 30 de junio de 2006).

(1) El D.L. N° 2.398 establece un impuesto con tasa de 40% respecto de los dividendos que la empresa reciba de las filiales sociedades anónimas y coligadas directas. ENAP provisiona este impuesto sobre la base de las utilidades devengadas que se estima serán distribuidas.

La porción a largo plazo por pagar se encuentra en el rubro Provisiones largo plazo (Nota 17).

(2) Al 30 de junio de 2007, este saldo incluye impuestos por recuperar del período de ERSA por MUS\$ 931 e impuestos por pagar por ENAP y Enap Sipetrol por MUS\$ 10.887 y 4.992 respectivamente, a junio de 2006 ENAP, ERSA y Enap Sipetrol S.A., presentan impuestos por recuperar por MUS\$ 47.832, MUS\$ 6.076 y MUS\$ 16.428 respectivamente.

El detalle del Impuesto por Recuperar del Activo Circulante al 30 de junio de 2007 y 2006 es el siguiente :

	2007	2006
	MUS\$	MUS\$
Impuesto a la renta del período a recuperar	-	3.248
Crédito Fondo Estabilización del Petróleo	18.172	43.774
Derechos de Aduana por recuperar	8.071	7.846
IVA por recuperar	88.400	81.793
Impuesto específico gasolinas y diesel	10.580	53.192
Otros impuestos por recuperar	3.312	1.090
Total Impuestos por Recuperar	128.535	190.943

07. Impuestos diferidos e impuestos a la renta
Impuestos a la renta

ITEM	30/06/2007	30/06/2006
Gasto tributario corriente (provisión impuesto)	-77.130	-113.859
Ajuste gasto tributario (ejercicio anterior)	0	0
Efecto por activos o pasivos por impuesto diferido del ejercicio	2.411	5.815
Beneficio tributario por pérdidas tributarias	0	0
Efecto por amortización de cuentas complementarias de activos y pasivos diferidos	0	-1
Efecto en activos o pasivos por impuesto diferido por cambios en la provisión de evaluación	178	-426
Otros cargos o abonos en la cuenta	-10.068	-25.811
TOTALES	-84.609	-134.282

07. Impuestos diferidos e impuesto a la renta
Gasto por impuesto a la renta

El efecto en la utilidad por impuesto a la renta e impuesto diferido, considerando la tasa de impuesto de primera categoría establecido en la Ley de la Renta y la tasa del impuesto a la renta incorporado en el artículo N°2 del D.L. N°2.398 es el siguiente:

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Utilidad antes de impuesto a la renta e impuestos diferidos	155.160	250.820
Impuesto diferido 17%	2.871	643
Impuesto a la Renta 17%	(27.045)	(37.484)
Impuesto Unico	(264)	(214)
Impuestos provenientes del exterior	(10.068)	(25.811)
Utilidad antes de impuesto a la renta e impuestos diferidos según artículo N°2 del D.L. N°2.398	120.654	187.954
Impuesto diferido (tasa 40%)	(282)	4.745
Impuesto a la Renta (tasa 40%)	(49.821)	(76.161)
Utilidad antes de amortización mayor valor de inversiones e interés minoritario	<u>70.551</u>	<u>116.538</u>

08. Activos Fijos

El detalle del activo fijo y sus respectivas depreciaciones acumuladas se presenta en planillas adjuntas.

Construcciones y obras de infraestructura:

Las inversiones en campos petrolíferos efectuadas por la filial Enap Sipetrol S.A. se presentan netas de las siguientes provisiones:

	2007	2006
	MUS\$	MUS\$
Impairment CAM 2A Sur - Argentina	15.156	15.156
Provisión período 2006 Bloque Mehr-Iran	0	12.085
	-----	-----
Totales	15.156	27.241

Las inversiones en campos petrolíferos efectuadas por la filial Sociedad de Exploración y Explotación Petrolera S.A. (SEEP S.A.), se presenta neta de la siguiente provisión

	2007	2006
	MUS\$	MUS\$
Impairment Dindal Rio Seco - Colombia	0	34.235
	-----	-----
Totales	0	34.235

Otros activos fijos:

(1) En este rubro se incluyen las oficinas corporativas adquiridas mediante un contrato de leasing con opción de compra con el Banco Santander Chile. Al 30 de junio de 2007 el valor neto asciende a MUS\$15.833 (MUS\$ 16.155 en 2006). Este contrato tiene vencimientos mensuales y finaliza en agosto de 2018.

Con fecha 19 de julio de 1994, Enap Sipetrol S.A. suscribió un contrato de arrendamiento con la Compañía de Seguros de Vida Santander S.A., hoy Metlife Chile Seguros de Vida S.A., sobre las oficinas N°401, N°402 y N°501, 5 bodegas y 27 estacionamientos del edificio ubicado en calle Avenida Tajamar N°183, comuna de Las Condes en Santiago. La duración del contrato es de 240 meses con fecha de término el 11 de julio de 2014.

Enap Refinerías S.A., incluye bajo este rubro las plantas de Hidrocracking suave de Gas Oil (MHC - Mild Hydrocracking), de Hidrógeno, las planta de DIPE y las dos plantas de azufre, generando obligaciones, las que se reflejan netas de intereses no devengados, bajo el rubro Documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas del pasivo circulante y del pasivo a largo plazo. Los contratos suscritos tienen vigencia hasta el año 2017 con Eteres y Alcoholes S.A., hasta el año 2019 con Petrosul S.A., y hasta el año 2020 con Productora de Diesel S.A. y Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A.

(2) Los materiales en bodega para activo fijo se muestran netos de provisión de obsolescencia ascendente a MUS\$11.180 en 2007 (MUS\$ 14.431 en 2006).

8. Activos Fijos

El detalle del activo fijo y sus respectivas depreciaciones acumuladas es el siguiente:

	2007			2006		
	Saldo bruto	Depreciación acumulada	Saldo neto	Saldo bruto	Depreciación acumulada	Saldo neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Terrenos	16.902	-	16.902	16.907	-	16.907
Construcciones y obras de infraestructura	4.167.356	(2.819.339)	1.348.017	3.993.141	(2.734.369)	1.258.772
Maquinarias y equipos	66.564	(41.363)	25.201	58.577	(38.105)	20.472
Otros activos fijos	400.293	(73.589)	326.704	355.601	(46.432)	309.169
Totales	4.651.115	(2.934.291)	1.716.824	4.424.226	(2.818.906)	1.605.320

8. Activos Fijos

El detalle de construcciones y obras de infraestructura es el siguiente:

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Campos petrolíferos	1.598.465	1.645.471
Plataformas petroleras	680.951	667.310
Proyectos inversión - exploración	91.725	52.894
Refinerías y plantas de gasolina	972.495	900.942
Oleoductos y gasoductos	315.489	279.591
Plantas de almacenamiento e instalaciones marítimas	48.248	45.913
Instalaciones de producción	12.362	11.274
Sistemas de reinyección	115.380	108.370
Edificios, poblaciones y campamentos	40.676	59.326
Obras en construcción	291.565	222.050
Total	4.167.356	3.993.141
Menos: Depreciación acumulada	(2.819.339)	(2.734.369)
Valores netos	1.348.017	1.258.772

8. Activos Fijos

El detalle de los otros activos fijos es el siguiente:

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Muebles, útiles y enseres	8.584	7.610
Activos en leasing (1)	268.601	268.602
Materiales en bodega (2)	95.172	74.040
Softwares	3.039	3.020
Otros activos	24.897	2.329
Total	<u>400.293</u>	<u>355.601</u>
Menos: Depreciación acumulada	<u>(73.589)</u>	<u>(46.432)</u>
Valores netos	<u><u>326.704</u></u>	<u><u>309.169</u></u>

8. Activos Fijos

El cargo a resultados por concepto de depreciación del activo fijo incluido en los costos de explotación y gastos de administración es el siguiente:

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Costos de explotación	124.814	114.666
Gasto de administración	<u>593</u>	<u>485</u>
Totales	<u>125.407</u>	<u>115.151</u>

Durante el año 2006, se reasignaron activos fijos asociados a gastos de administración a centros de costos operativos.

09. Transacciones de venta con retroarrendamiento

El 28 de octubre de 2005, se suscribió un contrato de venta con pacto de retroarrendamiento financiero, por las oficinas del edificio corporativo por UF 498.165,17. Este contrato está pactado en UF, tiene un plazo de vencimiento de 154 meses y una tasa de interés de 3,6871% lineal anual.

La obligación por este contrato se incluye en el pasivo circulante en obligaciones a largo plazo con vencimiento dentro de un año por MUS\$1.163 (MUS\$1.022 año 2006) y en el pasivo a largo plazo en acreedores varios largo plazo por MUS\$14.602 (MUS\$15.978 año 2006).

10. Inversiones en empresas relacionadas

El detalle de las inversiones en empresas relacionadas se presenta en cuadro adjunto, con las siguientes referencias:

(1) Los activos y pasivos de las sociedades Primax S.A.(empresa peruana), Energía Concon S.A. y Productora de Diesel S.A. fueron valorizadas a sus valores justos, de acuerdo a la metodología establecida en el Boletín Técnico N°72, emitida por el Colegio de Contadores de Chile A.G y Circular N°1.697 y N°1.699 emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros. Dicha valorización no presentó diferencias significativas con sus respectivos valores libros.

(2) Con fecha 16 de noviembre de 2005 se constituyó la sociedad Gestora del Proyecto GNL S.A., aportando ENAP el 23,27% (\$2.327.076). Con fecha 10/03/06 se protocolizó el cambio de nombre de la sociedad por el de "GNL Chile S.A.". El 15 de junio de 2006 ENAP compró 639.529 acciones de Colbún S.A. y 366.726 acciones de AES Gener S.A., aumentando su participación a un 33,3333%.

(3) Con fecha 09 de marzo de 2007 se constituyó la sociedad GNL Quintero S.A, en la cual ENAP suscribió y pagó 200 acciones que representan un 20% del capital de dicha sociedad.

(4) Durante el mes de mayo de 2006 la empresa reclasificó desde Inversiones en empresas relacionadas a Inversiones en otras sociedades, de acuerdo a lo señalado en el Boletín Técnico N°72 del Colegio de Contadores, las siguientes inversiones: Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A., Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A., Gasoducto Cayman Ltd., Sociedad Nacional de Oleoducto S.A., Sociedad Nacional Marítima S.A., Inversiones Electrogas S.A., Electrogas S.A. y en septiembre de 2006 Terminales Marítimas Patagónicas S.A., debido a que no tiene influencia significativa.

- El 03 de abril de 2006 se dividió la sociedad Enap Sipetrol S.A., producto de lo cual se creó la sociedad "Sociedad de Exploración y Explotación Petrolera S.A." (SEEP S.A.), manteniéndose, al igual que en Enap Sipetrol S.A., los mismos accionistas y sus correspondientes participaciones, ENAP con un 99,5% y Enap Refinerías S.A. con un 0,5%.

Con fecha 06 de julio de 2006 SEEP S.A. se vendió a la empresa canadiense Pacific Stratus Energy en MMUS\$61,8, generando una utilidad neta de MMUS\$15,2 (Nota 21).

INFORMACION SOBRE INVERSIONES EN EL EXTERIOR:

Para las inversiones en el exterior que mantiene la Empresa y sus filiales al 30 de junio de 2007 y 2006, no existen dividendos acordados por las utilidades potencialmente remesables al 30 de junio de 2007 y 2006.

Durante los períodos 2007 y 2006 la Empresa y sus filiales no han contraído pasivos como cobertura de estas inversiones en el exterior.

Rut : 92604000 - 6
 Período : 01-01-2007 al 30-06-2007
 Tipo de moneda : Miles de Dólares
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 1 de 1
 FECHA
 IMPRESIÓN: 13-08-2007

10. Inversiones en empresas relacionadas Detalle de las inversiones

RUT	SOCIEDADES	PAIS DE ORIGEN	MONEDA DE CONTROL DE LA INVERSIÓN	NÚMERO DE ACCIONES	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN		PATRIMONIO SOCIEDADES		RESULTADO DEL EJERCICIO		PATRIMONIO SOCIEDADES A VALOR JUSTO		RESULTADO DEL EJERCICIO A VALOR JUSTO		RESULTADO DEVENGADO		VP/VPP		RESULTADOS NO REALIZADOS		VALOR CONTABLE DE LA INVERSIÓN		
					30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007
0-E	A&C PIPELINE HOLDING	ICAYMAN	US\$	164.250	18,25000	18,25000	415	431	0	0	0	0	0	0	0	0	76	79	-	-	76	79	
99519810-K	CÍA. DE HIDRÓGENO DEL BIO-BIO	CHILE	US\$	100.000	10,00000	10,00000	9.322	8.447	1.039	-	-	0	- 8.447	-	0	104	0	932	844	-	-	932	844
96668110-1	COMPAÑIA LATINOAMERICANA PETROLERA S.A.	CHILE	PESO	44.224	40,00000	40,00000	11.535	11.311	-176	-44	0	0	0	0	-70	-18	4.609	4.524	-	-	4.609	4.524	
99577350-3	EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA S.A.	CHILE	PESO	704.717	49,00000	49,00000	640	158	0	-251	640	0	0	0	-123	314	78	-	-	314	78		
99519820-7	ENERCON S.A. (1)	CHILE	US\$	363.536	49,00000	49,00000	23.549	12.757	951	-59	0	0	0	0	466	-29	11.539	6.250	-	-	11.539	6.250	
96913550-7	ETERES Y ALCOHOLES S.A.	CHILE	US\$	4.174	41,74000	41,74000	11.279	9.396	918	913	0	0	0	0	384	382	4.708	3.922	-	-	4.708	3.922	
96694400-5	GAS DE CHILE S.A.	CHILE	PESO	2.973.170	50,00000	50,00000	61	66	0	-6	0	0	0	0	0	-3	31	33	-	-	31	33	
96971330-6	GEOTERMICA DEL NORTE S.A.	CHILE	PESO	1.994.712.495	44,00000	44,00000	3.182	2.678	0	-212	0	0	0	0	0	-95	1.400	1.178	-	-	1.400	1.178	
76418940-K	GNL CHILE S.A. (2)	CHILE	PESO	3.333.333	33,33330	33,33330	-2.607	0	0	0	-2.607	0	0	0	0	0	1	6	-	-	1	6	
76788080-4	GNL QUINTERO S.A. (3)	CHILE	PESO	200	20,00000	-	17.480	-	0	-	- 17.480	-	-	-	0	0	3.496	-	-	-	3.496	-	
96856650-4	INNERGY HOLDING S.A.	CHILE	PESO	12.439.680	25,00000	25,00000	-12.698	-4.189	-6.971	-2.151	0	0	0	-1.743	-538	1	1	-	-	1	1		
78889940-8	NORGAS S.A.	CHILE	PESO	420.000	42,00000	42,00000	5.463	4.513	1.289	745	0	0	0	541	313	2.295	1.895	-	-	2.295	1.895		
0-E	OLEODUCTO TRASANDINO (ARGENTINA) S.A.	ARGENTINA	US\$	8.211.770	18,09000	18,09000	24.861	26.162	-369	-749	0	0	0	-67	-135	4.497	4.733	-	-	4.497	4.733		
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO (CHILE) S.A.	CHILE	PESO	3.134.113	18,04000	18,04000	9.014	9.038	-267	-16	0	0	0	-48	-3	1.626	1.630	-	-	1.626	1.630		
78335760-7	PETROPOWER ENERGIA LTDA	CHILE	US\$	0	15,00000	15,00000	70.069	66.862	7.049	6.699	0	0	0	1.058	1.003	10.510	10.031	-	-	10.510	10.031		
96969000-4	PETROSUL S.A.	CHILE	PESO	4.739	47,39000	47,39000	12.822	12.893	401	490	0	0	0	190	232	6.077	6.110	-	-	6.077	6.110		
99548320-3	PRODUCTORA DIESEL S.A. (1)	CHILE	US\$	9.989.940	45,00000	45,00000	9.815	8.841	1.051	788	0	0	0	473	355	4.416	3.978	-	-	4.416	3.978		
0-E	TERMINALES MARÍTIMAS PATAGÓNICAS S.A. (4)	ARGENTINA	US\$	-	0,00000	13,79000	0	47.774	0	1.424	0	0	0	-	196	0	6.588	-	-	0	6.588		
0-E	PRIMAX S.A. (1)	PERU	US\$	86.466.630	49,00000	49,00000	66.783	66.753	2.633	2.802	66.783	66.753	2.633	2.802	1.894	1.373	33.329	32.709	-	-	33.329	32.709	
0-E	PRIMAX HOLDING S.A. (ECUADOR)	ECUADOR	US\$	392	49,00000	0,00000	-1.394	-	0	-	- 1.394	-	-	0	-	186	0	1	0	-	-	1	0
0-E	GASODUCTO DEL PACIFICO (ARGENTINA) S.A. (4)	ARGENTINA	US\$	-	0,00000	0,00000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	426	-	0	0	-	-	0	0
96762250-8	GASODUCTO DEL PACIFICO (CHILE) S.A. (4)	CHILE	US\$	-	0,00000	0,00000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	616	-	0	0	-	-	0	0
96889570-2	INVERSIONES ELECTROGAS S.A. (4)	CHILE	PESO	-	0,00000	0,00000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	136	-	0	0	-	-	0	0
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A. (4)	CHILE	PESO	-	0,00000	0,00000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	407	-	0	0	-	-	0	0
76384550-8	SONAMAR S.A. (4)	CHILE	PESO	-	0,00000	0,00000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-149	-	0	0	-	-	0	0
TOTAL																89.858	84.589	0	0	89.858	84.589		

11. Inversiones en otras sociedades

Durante el mes de mayo de 2006 ENAP reclasificó desde Inversiones en empresas relacionadas a Inversiones en otras sociedades, de acuerdo a lo señalado en el Boletín Técnico N°72 del Colegio de Contadores de Chile A.G., las siguientes inversiones: Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A., Gasoducto del Pacífico (Argentina)S.A., Gasoducto Cayman Ltd., Sociedad Nacional de Oleoducto S.A., Sociedad Nacional Marítima S.A., Inversiones Electrogas S.A., Electrogas S.A. y en septiembre de 2006 Terminales Marítimas Patagónicas S.A

11. Inversiones en otras sociedades
Inversiones en otras sociedades

RUT	SOCIEDAD	NÚMERO DE ACCIONES	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN	VALOR CONTABLE	
				30/06/2007	30/06/2006
96806130-5	ELECTROGAS S.A.	30	0,0076	2	2
0-E	GASODUCTO CAYMAN LTD.	9.100	18,2000	5	5
0-E	GASODUCTO DEL PACIFICO (ARGENTINA) S.A.	15.900.586	18,2000	14.051	14.051
96762250-8	GASODUCTO DEL PACIFICO (CHILE) S.A.	38.592.313	18,2000	20.217	26.041
96889570-2	INVERSIONES ELECTROGAS S.A.	150	15,0000	5.130	5.130
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A.	10.061.279	10,0610	12.705	12.705
76384550-8	SOCIEDAD NACIONAL MARITIMA S.A.	12.965.340	12,9650	1.668	1.668
70036600-6	ASOCIACION GREMIAL DE INDUSTRIALES QUIMICOS A.G.	69	0,0000	8	7
0-E	TERMINALES MARÍTIMAS PATAGONICAS S.A.	198.025	13,7900	7.664	0

12. Menor y Mayor valor de inversiones

El detalle del menor valor de inversiones se presenta en cuadro adjunto:

El menor valor de inversiones en la sociedad Terminales Marítimas Patagónicas S.A., empresa relacionada de la filial Enap Sipetrol S.A., corresponde a la diferencia entre el valor de adquisición de acciones y el valor patrimonial proporcional a la fecha de compra. El plazo de amortización es de 5 años. A contar del 30 de septiembre de 2006 esta inversión se reclasificó a Inversiones en otras sociedades, de acuerdo a lo señalado en el Boletín Técnico N^o 72 del Colegio de Contadores, debido a que Enap Sipetrol S.A. no tiene influencia significativa en la sociedad.

El menor valor de inversiones en la sociedad Primax S.A., empresa relacionada de la filial Enap Refinerías S.A., corresponde a la diferencia entre el valor de adquisición de acciones y el valor justo a la fecha de la compra. El plazo de amortización se determina considerando el tiempo esperado de retorno de la inversión. El plazo de amortización determinado es de 8 años en el 2007 (5 años en el 2006).

12. Menor y Mayor valor de inversiones
Menor Valor

RUT	SOCIEDAD	30/06/2007		30/06/2006	
		MONTO AMORTIZADO EN EL PERIODO	SALDO MENOR VALOR	MONTO AMORTIZADO EN EL PERIODO	SALDO MENOR VALOR
0-E	TERMINALES MARITIMAS PATAGÓNICAS S.A.	0	0	135	68
0-E	PRIMAX S.A.	577	5.159	577	4.039
	TOTAL	577	5.159	712	4.107

13. Otros (Activos)

El detalle de los otros activos de largo plazo se presenta en cuadro adjunto.

13. Otros (Activos)

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Gastos asociados a la obtención de préstamos	3.308	2.130
Gastos en emisión de bonos y descuento en colocación (Nota 23)	11.221	13.458
Impuestos por amortizar (Colombia)(1)	-	1.650
Materiales de operación de baja rotación (2)	2.194	2.194
Pérdida diferida contratos operaciones Swap WTI	-	14.144
Derechos contratos swap tasa interés	5.632	11.667
Derechos cross currency swap leasing (Nota 25)	2.153	1.336
Derechos cross currency swap bonos (Nota 25)	43.830	36.221
Otros	396	48
Totales	<u>68.734</u>	<u>82.848</u>

(1) De acuerdo con las normas que regulan los Sistemas Especiales de Importación - Exportación en Colombia, se creó el Plan Vallejo, normativa que fomenta la exención de gravamen arancelario y diferimiento de las causaciones del pago del IVA por las importaciones. Además, autoriza una subrogación de este beneficio, mediante el cual un usuario cede a un tercero los derechos y obligaciones derivados de este programa.

Durante el mes de Julio 2006, fue vendida la Sociedad de Exploración y Explotación Petrolera S.A. que operaba en Colombia.

(2) Los materiales de operación con baja rotación se presentan netos de provisión de obsolescencia por un monto ascendente a MUS\$7.351 (MUS\$ 10.460 en 2006).

14. Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo

El detalle de obligaciones con bancos e instituciones financieras a largo plazo con vencimiento en el corto plazo se incluye en cuadro adjunto, con las siguientes referencias:

(1) J.P. Morgan Chase Bank:

En agosto de 2003, la Empresa obtuvo un crédito por un monto de US\$150.000.000, otorgado por un grupo de bancos, actuando como agente el Banco Citibank N.A. Dicho crédito tenía vencimiento de cinco años, con pagos del principal a contar del 4 de septiembre de 2006, con amortizaciones e intereses semestrales. Este crédito sindicado que fue liderado por Citibank en año 2003, tuvo en septiembre de 2004 los siguientes cambios:

- El agente administrativo cambió de Citibank a J.P. Morgan Chase.
- El margen sobre Libor bajó de 0,5% a 0,2%.

En septiembre 2004, la Empresa contrató un nuevo crédito por US\$ 100.000.000 (2º tramo), actuando como agente el J.P. Morgan Chase Bank, el cual tiene un único pago en septiembre 2009. El crédito devenga intereses a tasa Libor + 0,2% los primeros 4 años y de 0,225% el quinto año.

El 15 de junio de 2006, se realizó el cierre de una operación de refinanciamiento por un monto de 220 millones de dólares de los Estados Unidos de América del crédito Sindicado existente y que se hizo efectivo a partir del 5 de septiembre de 2006 ("Effective Date"), por parte de ENAP.

Mediante esta operación, ENAP ha suscrito con quince bancos internacionales un contrato bajo la ley de Nueva York denominado "Second Amended and Restated Term Loan Agreement", que modifica el contrato de crédito de fecha 31 de agosto de 2004, que con dicha fecha modificaba un contrato de crédito anterior, de fecha 29 de Agosto de 2003. La actual modificación se refiere a: (i) la consolidación en un solo crédito de los vencimientos del año 2007 al 2009 del principal, de los dos tramos existentes en el crédito vigente (Tramo 1 y Tramo 2), y (ii) la modificación del plazo de vencimiento de las cuotas de principal para llevarlo a un solo pago ("bullet") a 7 años plazo, es decir con vencimiento en septiembre de 2013.

La tasa de interés aplicable a esta nueva operación fue de LIBOR+0,20% para los cuatro primeros años, LIBOR+0,225 para el quinto y sexto año y LIBOR+0,25% para el séptimo año.

El cambio en el plazo de crédito, que originalmente tenía amortizaciones en los años 2006 a 2009, significó liberar fondos para el financiamiento de las inversiones de ENAP para los próximos años. El spread sobre la tasa de interés permanece prácticamente inalterado respecto al crédito original (LIBOR+0,20% entre 2006 y 2008 y LIBOR+0,225% en 2009). Dado que se trata de un refinanciamiento de pasivos, esta transacción no tuvo impacto en el nivel de pasivos de ENAP.

(2) J.P. Morgan Chase Bank Agenciado:

Con fecha 18 de diciembre de 2003, Enap Sipetrol Argentina S.A. obtuvo un préstamo sindicado por US\$125.000.000, a 5 años plazo, con pago de capital e intereses mensuales. Se garantizó con las exportaciones de petróleo y gas de la Cuenca Austral y con una garantía contingente de ENAP. Este préstamo fue sindicado por el JP Morgan Chase Bank, en él participaron 10 bancos extranjeros. La tasa de interés pactada es Libor más un spread anual de 0,75%.

(3) CALYON NEW YORK BRANCH

En diciembre de 2006, la Empresa obtuvo un crédito sindicado por un monto de US\$150.000.000, otorgado por un grupo de bancos, actuando como agente el Banco Calyon New York Branch.

Mediante esta operación, ENAP ha suscrito un contrato de crédito sindicado bajo la ley de Nueva York (denominado "Term Loan Agreement"), con un grupo de 12 bancos internacionales. El préstamo tiene un plazo de 7 años, y se pagará en 6 amortizaciones iguales, cancelando la primera cuota el 14 de junio 2011.

La tasa de interés anual aplicable a esta operación es de Libor + 0,175% para los primeros tres años, Libor + 0,20% para el cuarto y quinto año y Libor + 0,225% para el sexto y séptimo año.

14. Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo
Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo.

RUT	BANCO O INSTITUCIÓN FINANCIERA	TIPOS DE MONEDAS E ÍNDICE DE REAJUSTE										\$ NO REAJUSTABLES		TOTALES		
		DOLARES		EUROS		YENES		OTRAS MONEDAS EXTRANJERAS		UF						
		30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2006	
Corto Plazo (código 5.21.10.10)																
0-E	BBVA BANCO FRANCES	0	0	0	0	0	0	17.112	0	0	0	0	0	0	17.112	0
	Otros															
	TOTALES	0	0	0	0	0	0	17.112	0	0	0	0	0	0	17.112	0
	Monto capital adeudado	0	0	0	0	0	0	17.112	0	0	0	0	0	0	17.112	0
	Tasa int prom anual							8.80%								
Largo Plazo - Corto Plazo (código 5.21.10.20)																
0-E	J.P MORGAN CHASE BANK (1)	3.988	32.513	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.988	32.513
0-E	J.P MORGAN CHASE BANK (1)	0	1.676	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.676
0-E	J.P MORGHAN AGENCIADO (2)	21.823	22.597	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21.823	22.597	
0-E	CALYON N.Y. BRANCH	395	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	395	0	
	Otros															
	TOTALES	26.206	56.786	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26.206	56.786	
	Monto capital adeudado	26.000	52.500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26.000	52.500	
	Tasa int prom anual	5,82%	4,8%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Porcentaje obligaciones moneda extranjera (%)	100,0000
Porcentaje obligaciones moneda nacional (%)	0,0000

15. Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo

El detalle y vencimientos de las obligaciones con bancos e instituciones financieras a largo plazo se incluye en cuadro adjunto.

Ver explicación en Nota 14 de (1),(2) y (3) señalados en cuadro adjunto.

15. Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo
Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo

RUT	BANCO O INSTITUCIÓN FINANCIERA	MONEDA INDICE DE REAJUSTE	AÑOS DE VENCIMIENTO					FECHA CIERRE PERÍODO ACTUAL		FECHA CIERRE PERÍODO ANTERIOR	
			MÁS DE 1 HASTA 2	MÁS DE 2 HASTA 3	MÁS DE 3 HASTA 5	MÁS DE 5 HASTA 10	MÁS DE 10 AÑOS		TOTAL LARGO PLAZO AL CIERRE DE LOS ESTADOS FINANCIEROS	TASA DE INTERÉS ANUAL PROMEDIO	TOTAL LARGO PLAZO AL CIERRE DE LOS ESTADOS FINANCIEROS
							MONTO	PLAZO			
0-E	J.P MORGAN CHASE BANK (1)	Dólares	0	0	0	220.000	0		220.000	5,53%	220.000
		Euros	0	0	0	0	0		0		0
		Yenes	0	0	0	0	0		0		0
		UF	0	0	0	0	0		0		0
		\$ no reajustables	0	0	0	0	0		0		0
		Otras monedas	0	0	0	0	0		0		0
0-E	J.P MORGAN CHASE BANK (AGENCIADO) (2)	Dólares	10.500	0	0	0	0		10.500	6,08%	32.250
		Euros	0	0	0	0	0		0		0
		Yenes	0	0	0	0	0		0		0
		UF	0	0	0	0	0		0		0
		\$ no reajustables	0	0	0	0	0		0		0
		Otras monedas	0	0	0	0	0		0		0
0-E	CALYON N.Y. BRANCH (3)	Dólares	0	0	75.000	75.000	0		150.000	5,54%	0
		Euros	0	0	0	0	0		0		0
		Yenes	0	0	0	0	0		0		0
		UF	0	0	0	0	0		0		0
		\$ no reajustables	0	0	0	0	0		0		0
		Otras monedas	0	0	0	0	0		0		0
TOTALES			10.500	0	75.000	295.000	0		380.500		252.250

Porcentaje obligaciones moneda extranjera (%)	100,0000
Porcentaje obligaciones moneda nacional (%)	0,0000

16. Obligaciones con el público corto y largo plazo (pagarés y bonos)

El detalle y vencimientos de las obligaciones con el público se presenta en cuadro adjunto con las siguientes referencias:

a) Bonos ENAP I-2002 Serie A Subseries A-1 y A-2:

Con fecha 4 de octubre de 2002, la Empresa inscribió en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el N°303, la emisión de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local, la cual se efectuó con fecha 22 de octubre de 2002. Esta colocación se efectuó en dos subseries A-1 y A-2, cuyas características son las siguientes:

La colocación de bonos en el mercado local fue por UF 3.250.000. El plazo de vencimiento es de 10 años, los pagos de intereses son semestrales, la tasa de interés es de un 4,25% anual y la amortización del capital es al final del plazo.

b) Bonos Internacionales:

Con fecha 5 de noviembre de 2002, la Empresa efectuó la emisión y colocación de bonos del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 6,75% anual, por un monto de US\$290 millones.

Con fecha 16 de marzo de 2004, la Empresa efectuó la emisión y colocación de bonos del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,875% anual, por un monto de US\$150 millones.

El plazo de vencimiento de ambas colocaciones es de 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital corresponde a una sola cuota al término del período.

c) Descuento y costos en colocación de bonos:

Los descuentos en las colocaciones de bonos, han sido diferidos en los mismos períodos de las correspondientes emisiones. El saldo se presenta en Otros activos circulantes corto y largo plazo, incluidos los gastos de la emisión.

16. Obligaciones con el público corto y largo plazo (pagarés y bonos)
Bonos

N° DE INSCRIPCIÓN O IDENTIFICACIÓN DEL INSTRUMENTO	SERIE	MONTO NOMINAL COLOCADO VIGENTE	UNIDAD DE REAJUSTE DEL BONO	TASA DE INTERÉS	PLAZO FINAL	PERIODICIDAD		VALOR PAR		COLOCACIÓN EN CHILE O EN EL EXTRANJERO
						PAGO DE INTERESES	PAGO DE AMORTIZACIÓN	30/06/2007	30/06/2006	
Bonos largo plazo - porción corto plazo										
N° 303	A-1	1.000.000	UF	4.25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENC	378	352	NACIONAL
N° 303	A-2	2.250.000	UF	4.25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENC	850	799	NACIONAL
TIPO 144-A	ÚNICA	290.000.000	US\$	6.75%	15-11-2012	SEMESTRA	AL VENC	2.553	2.447	EXTRANJERA
TIPO 144-A	ÚNICA	150.000.000	US\$	4.875%	15-03-2014	SEMESTRA	AL VENC	2.146	2.132	EXTRANJERA
Total porción corto plazo								5.927	5.730	
Bonos largo plazo										
N° 303	A-1	1.000.000	UF	4.25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENC	35.349	33.649	NACIONAL
N° 303	A-2	2.250.000	UF	4.25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENC	79.536	75.709	NACIONAL
TIPO 144-A	ÚNICA	290.000.000	US\$	6.75%	15-11-2012	SEMESTRA	AL VENC	290.000	290.000	EXTRANJERA
TIPO 144-A	ÚNICA	150.000.000	US\$	4.875%	15-03-2014	SEMESTRA	AL VENC	150.000	150.000	EXTRANJERA
Total largo plazo								554.885	549.358	

17. Provisiones y Castigos

El detalle de las provisiones se presenta en planilla adjunta

17. Provisiones y Castigos

Provisiones - El detalle de las provisiones es el siguiente:

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Corto plazo:		
Fondo para plan de desvinculación	-	8.488
Vacaciones	20.539	21.297
Compensaciones y beneficios del personal	13.619	12.244
Indemnización años de servicio	905	8.717
Provisión carena barcaza y remolcadores	135	584
Provisión inversión patrimonio negativo	4.046	1.047
Provisión medio ambiental	500	6.000
Provision Sobreestadia	5.000	-
Otros	2.160	2.089
	46.904	60.466
Totales	46.904	60.466
Largo plazo:		
Indemnización años de servicio	144.214	130.039
Impuesto a la Renta (Nota 7)	158.620	216.672
Provisión retiro de plataformas, normalización de pozos y yacimientos y remediación medio ambiental (1)	58.251	58.445
Provisión valuación inversiones	11.326	10.124
Otras provisiones a largo plazo	749	729
	373.160	416.009
Totales	373.160	416.009

(1) Provisión para cubrir los gastos estimados en los cuales deberá incurrir la Empresa en el retiro de plataformas del Estrecho de Magallanes, normalización de pozos en tierra y remediación medio ambiental.

Castigos - Al 30 de junio de 2007, se registraron castigos de exploraciones en Enap Sipetrol S.A. por un monto de MUS\$2.767 (MUS\$1.902 en 2006), los cuales corresponden a activos relacionados con yacimientos petroleros en el exterior. Durante los mismos períodos del 2007 y 2006, ENAP y Enap Refinerías S.A. no efectuaron castigos.

18. Indemnizaciones al personal por años de servicio

El movimiento de la provisión que cubre el beneficio de indemnización al personal por años de servicio se presenta en planilla adjunta.

18. Indemnizaciones al personal por años de servicio

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Saldo inicial al 1° de enero	137.629	141.225
Incremento de provisión	8.080	6.306
Pagos del período	(2.030)	(2.242)
Diferencia de cambio	1.440	(6.533)
Totales	<u>145.119</u>	<u>138.756</u>

19. Interés minoritario

El interés minoritario corresponde a la participación de accionistas minoritarios en Enap Refinerías S.A.

19 - Interés minoritario

	2007				2006			
	Patrimonio filial MUS\$	Participación minoritaria %	Participación minoritaria MUS\$	Efectos en resultados (cargo) /abono MUS\$	Patrimonio filial MUS\$	Participación minoritaria %	Participación minoritaria MUS\$	Efectos en resultados (cargo) /abono MUS\$
Enap Refinerías S.A.	749.040	0,04	301	45	961.874	0,04	386	46

20. Cambios en el patrimonio

a. Cambios en el patrimonio :

El movimiento del patrimonio registrado entre el 1° de enero y el 30 de junio de 2007 y 2006, se presenta en cuadro adjunto con la siguiente referencia:

-Al 31 de marzo de 2006, se obtuvo ingresos por MUS\$25.927 provenientes de la cobertura contratada, (opción tipo call spread con J.P.Morgan) para estabilizar el precio del diesel, netos de costos incurridos por ENAP durante el período enero a marzo de 2006, con motivo de la estabilización de precios del diesel, gasolina y kerosene.

-El Fisco de Chile, a través del Ministerio de Hacienda ordenó mediante el Decreto N°370 del 28 de marzo de 2006, posteriormente, reemplazado por el Decreto N°667 del 13 de junio de 2006, el traspaso a rentas generales de la Nación, de parte de las utilidades del año 2005 por MUS\$56.361 (equivalentes a M\$30.123.000), ingresadas a la Tesorería General de la República durante los meses de Marzo a Mayo en cuotas de M\$10.041.000 cada una.

-Mediante Ord.N°243 de 28 de marzo de 2006, el Ministerio de Hacienda autorizó la capitalización de MUS\$68.045 de las utilidades del ejercicio 2005.

-Por Decreto N°545 de 20 de abril de 2007, el Ministerio de Hacienda fijó el programa de traspaso a rentas generales de la Nación, de parte de las utilidades del año 2005 y 2006 por MUS\$40.035,7 (equivalentes a M\$21.619.278) y MUS\$5.321 (equivalentes a M\$2.873.340), respectivamente, que deben ser ingresadas a la Tesorería General de la República durante los meses de Septiembre, Octubre y Noviembre en cuotas de M\$8.164.206 cada una. Este traspaso de utilidades se registró en Dividendos por Pagar del Pasivo Circulante.

-El 14 de mayo de 2007, el Ministerio de Hacienda mediante Ord.N°430 autorizó la capitalización de MUS\$50.799 correspondiente a las utilidades financieras del ejercicio 2006.

b. El detalle del movimiento en otras reservas se presenta en planilla adjunta.

20. Cambios en el patrimonio

Cambios en el patrimonio

RUBROS	30/06/2007									30/06/2006								
	CAPITAL PAGADO	RESERVA REVALORIZ. CAPITAL	SOBREPRECIO EN VENTA DE ACCIONES	OTRAS RESERVAS	RESERVAS FUTUROS DIVIDENDOS	RESULTADOS ACUMULADOS	DIVIDENDOS PROVISORIOS	DÉFICIT PERIODO DE DESARROLLO	RESULTADO DEL EJERCICIO	CAPITAL PAGADO	RESERVA REVALORIZ. CAPITAL	SOBREPRECIO EN VENTA DE ACCIONES	OTRAS RESERVAS	RESERVAS FUTUROS DIVIDENDOS	RESULTADOS ACUMULADOS	DIVIDENDOS PROVISORIOS	DÉFICIT PERIODO DE DESARROLLO	RESULTADO DEL EJERCICIO
Saldo Inicial	876.701	0	0	-69.167	0	80.550	0	0	50.799	791.471	0	0	-68.432	0	-1.646	0	0	197.844
Distribución resultado ejerc. anterior	0	0	0	0	0	50.799	0	0	-50.799	0	0	0	0	0	197.844	0	0	-197.844
Dividendo definitivo ejerc. anterior	0	0	0	0	0	-45.357	0	0	0	0	0	0	0	0	-56.361	0	0	0
Aumento del capital con emisión de acciones de pago	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capitalización reservas y/o utilidades	50.799	0	0	0	0	-50.799	0	0	0	85.230	0	0	0	0	-85.230	0	0	0
Déficit acumulado período de desarrollo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cambios patrimoniales netos	0	0	0	91	0	0	0	0	0	0	0	-1.027	0	0	0	0	0	0
Traspaso retasación técnica Activo Fijo coligada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-16	0	16	0	0	0	0
Ingresos por aplicación Decreto Hacienda N° 390	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25.927	0	0	0	0
Revalorización capital propio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultado del ejercicio	0	0	0	0	0	0	0	0	70.506	0	0	0	0	0	0	0	0	116.492
Dividendos provisorios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo Final	927.500	0	0	-69.076	0	35.193	0	0	70.506	876.701	0	0	-69.475	0	80.550	0	0	116.492
Saldos Actualizados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	876.701	0	0	-69.475	0	80.550	0	0	116.492

20. Cambios en el Patrimonio

Otras reservas

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Ajuste acumulado por diferencia de conversión de filiales en el extranjero	(76.029)	(76.029)
Cambios patrimoniales netos	2.828	2.429
Otras reservas	4.125	4.125
Totales	(69.076)	(69.475)

Ajuste acumulado por diferencia de conversión de filiales en el extranjero

En este rubro se incluye la reserva por el ajuste de conversión proveniente de las filiales extranjeras originadas por las variaciones en la inversión en el exterior y por la valuación de los respectivos pasivos contraídos para adquirir esta inversión, hasta diciembre de 2004.

	Saldos al 01.01.2007 MUS\$	Variación neta del período		Saldos al	
		Inversión MUS\$	Pasivo MUS\$	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Enap Sipetrol S.A.	(72.666)	-	-	(72.666)	(72.666)
Otras sociedades relacionadas	(3.363)	-	-	(3.363)	(3.363)
Totales	(76.029)	-	-	(76.029)	(76.029)

Cambios patrimoniales netos

A partir de enero de 2005 las variaciones patrimoniales de las empresas coligadas que llevan la contabilidad en moneda nacional, se registran en la línea cambios patrimoniales netos. El movimiento del ejercicio es el siguiente:

	Saldos al 01.01.2007 MUS\$	Variación neta del período		Saldos al	
		Inversión MUS\$	Pasivo MUS\$	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	893	-	-	893	893
Cía. Latinoamericana Petrolera S.A.	31	88	-	119	(75)
Norgas S.A.	162	63	-	225	137
Sociedad Nacional Marítima S.A.	53	-	-	53	53
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	74	(11)	-	63	36
Petrosul S.A.	696	-	-	696	696
Enercon S.A.	261	-	-	261	261
Geotérmica del Norte S.A.	109	-	-	109	(24)
Innergy Holding S.A.	183	(49)	-	134	193
Inversiones Electrogas S.A.	231	-	-	231	231
Electrogas S.A.	1	-	-	1	1
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	40	-	-	40	24
Gas de Chile S.A.	3	-	-	3	3
Totales	2.737	91	-	2.828	2.429

20. Cambios en el Patrimonio

Otras reservas

Otras reservas

El saldo de Otras reservas es el siguiente:

Otras Reservas	Saldos al	Variación neta del período		Saldos al	
	01.01.2007			2007	2006
	MUS\$	MUS\$		MUS\$	MUS\$
Retasación técnica Activo Fijo de coligada SONACOL S.A.	4.125	-	-	4.125	4.125
Totales	4.125	-	-	4.125	4.125

21. Otros Ingresos y Egresos fuera de la explotación

El detalle de los otros ingresos y egresos fuera de la explotación se presenta en planilla adjunta.

21. Otros Ingresos y Egresos fuera de la explotación

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
a. Otros ingresos:		
Resultado en venta de activo fijo	-	360
Ingresos por servicios varios	5.577	2.523
Dividendos percibidos	2.805	-
Ingresos netos de inversiones	-	613
Ajuste de inversión	-	-
Otros ingresos	858	3.209
Totales	<u>9.240</u>	<u>6.705</u>
b. Otros egresos :		
Provisión valuación de inversiones	(33)	(51)
Ajuste de inversiones	-	(1.495)
Seguro opción por commodity	-	(4.590)
Pérdida en venta de inversiones	-	(4)
Castigos y bajas de activo fijo y materiales	(89)	(25)
Provisión plan desvinculación	(212)	(130)
Otros egresos	(1.037)	(709)
Totales	<u>(1.371)</u>	<u>(7.004)</u>

22. Diferencias de Cambio

El detalle de las diferencias de cambio abonada (debitada) a resultados se presenta en cuadro adjunto.

En la columna moneda se señala pesos chilenos, ya que desde enero de 2005 ENAP lleva contabilidad en dólares, de acuerdo a Nota 2 c).

22. Diferencias de Cambio

Diferencias de Cambio

RUBRO	MONEDA	MONTO	
		30/06/2007	30/06/2006
ACTIVOS (CARGOS) / ABONOS			
DISPONIBLE	CLP	520	-1.756
	ARS	-172	-74
	COL\$	0	6
DEUDORES POR VENTA	CLP	8.727	-29.421
	ARS	0	127
	COL\$	0	0
DEUDORES VARIOS	CLP	-6	-388
	ARS	33	-1
	COL\$	0	3
	UKL	0	40
DOCTOS Y CTAS POR COBRAR E EMPRESAS RELACIONADAS CP	CLP	6	67
	ARS	-358	-2
	UKL	-260	0
IMPUESTOS POR RECUPERAR	CLP	2.902	8.461
	ARS	0	-566
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	ARS	0	11
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	CLP	70	-12.406
DEUDORES LARGO PLAZO	CLP	85	-19
DOC Y CTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS LP	CLP	0	16
OTROS ACTIVOS LARGO PLAZO	CLP	136	-1.281
	ARS	273	120
Total (Cargos) Abonos		11.956	-37.063
PASIVOS (CARGOS) / ABONOS			
OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO C/P	CLP	49	0
CUENTA POR PAGAR	CLP	-6.089	6.002
	ARS	51	0
	COL\$	0	8
DOC Y CTAS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS C/P	CLP	-142	150
	ARS	27	3
	UKL	0	-45
PROVISIONES CORTO PLAZO	CLP	-367	2.248
	ARS	-4	0
RETENCIONES	ARS	-101	34
OTROS PASIVOS CIRCULANTES	CLP	-4.901	7.592
	ARS	0	-104
OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO L/P	CLP	-2.950	0
DOC Y CTAS POR PAGAR EMPRESA RELACIONADAS L/P	CLP	-23	793
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	CLP	-381	0
PROVISIONES LARGO PLAZO	CLP	-1.451	6.649
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	CLP	-108	5.129
	ARS	-1.020	0
Total (Cargos) Abonos		-17.410	28.459
(Pérdida) Utilidad por diferencia de cambio		-5.454	-8.604

23. Gastos de emisión y colocación de títulos accionarios y de títulos de deuda

El detalle de los gastos por emisión de bonos presentados en Otros activos circulantes y Otros de otros activos, se presenta en planilla adjunta.

23. Gastos de emisión y colocación de títulos accionarios y de títulos de deuda

	Corto Plazo		Largo Plazo	
	2007 MUS\$	2006 MUS\$	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Desembolso por emisión de colocación bonos - local	228	220	971	1.156
Mayor tasa de descuento por colocación bonos - local	590	562	2.507	2.947
Desembolso por emisión de colocación bonos - internacional	1.339	1.339	6.477	7.816
Mayor tasa de descuento por colocación bonos - internacional	272	272	1.266	1.539
Totales	2.429	2.393	11.221	13.458

24. Estado de Flujo de Efectivo
--

El detalle del efectivo y efectivo equivalente se presenta en planilla adjunta.

24. Estado de Flujo de Efectivo

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Disponible	44.754	71.176
Depósitos a plazo	17.117	39.680
Valores negociables	1.899	12.978
Saldo final de efectivo y efectivo equivalente	<u>63.770</u>	<u>123.834</u>

Otros Ingresos de Inversión	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Devolución capital coligadas	-	6.275
Devolución capital inversiones en otras sociedades	-	-
Recuperación de préstamos del personal corto y largo plazo	2.538	627
Totales	<u>2.538</u>	<u>6.902</u>

25. Contratos de Derivados

Desde octubre de 2002 ENAP mantiene un Cross Currency Swap UF/USD con vencimiento a 10 años por un monto equivalente a US\$66,5 millones como instrumento de cobertura mitigante al riesgo UF/USD. Este instrumento cubre un 91% de la deuda en UF asumida con la emisión de bonos en el mercado local.

En el mes de mayo de 2004 ENAP completó la cobertura de riesgo UF/USD para el Bono en UF del mercado local, contratando un Cross Currency Swap UF/USD con vencimiento el año 2012 por un monto equivalente a US\$ 7,7 millones.

En el mes de julio de 2005 ENAP suscribió un cross currency swap para cubrirse del riesgo de fluctuaciones de la paridad UF - dólar y dejar los flujos del leasing hipotecario del inmueble de la casa matriz en dólares.

Al 30 de junio de 2007, la utilidad neta resultante de la valorización de mercado de estos instrumentos financieros, se difiere de acuerdo a lo descrito en Nota 2 t.

Con el fin de mitigar los riesgos provenientes de las fluctuaciones en la tasa de interés de los préstamos bancarios, ENAP suscribió en los años 2003, 2004, 2005 y 2006 contratos de swap de tasa de interés y opciones zero cost collar.

Con el objetivo de cubrir los riesgos provenientes de las fluctuaciones en la tasa de interés Libor de 3 meses en las cuentas por pagar de corto plazo, ENAP suscribió durante el año 2005 contratos de swap de tasa de interés.

ENAP, por mandato de Enap Refinerías S.A., ha suscrito contratos de cobertura de tipo de cambio (Peso/Dólar) con el fin de cubrir el riesgo por fluctuaciones del valor del dólar en los flujos provenientes de sus deudores por ventas.

ENAP, por mandato de ENAP Refinerías S.A., ha suscrito contratos de cobertura del tipo zero-cost collar con el fin de cubrir el riesgo de variación del valor del petróleo crudo importado entre la fecha de embarque de éste y la fecha estimada de venta de los productos refinados.

ENAP y Enap Refinerías S.A. suscribieron contratos de cobertura de tipo de cambio (UF/USD) con el objeto de cubrir el riesgo por fluctuaciones del valor del dólar en los pagos provisionales mensuales efectuados durante el presente período, los cuales se imputarán al impuesto a la renta del año tributario 2008.

El detalle de los contratos de derivados se presenta en cuadro adjunto.

25. Contratos de Derivados
Contratos de Derivados

TIPO DE DERIVADO	TIPO DE CONTRATO	VALOR DEL CONTRATO	PLAZO DE VENCIMIENTO O EXPIRACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LOS CONTRATOS				VALOR DE LA PARTIDA PROTEGIDA	CUENTAS CONTABLES QUE AFECTA			
				ÍTEM ESPECÍFICO	POSICIÓN COMPRA / VENTA	PARTIDA O TRANSACCIÓN PROTEGIDA			ACTIVO / PASIVO		EFECTO EN RESULTADO	
						NOMBRE	MONTO		NOMBRE	MONTO	REALIZADO	NO REALIZADO
CROSS CURRENCY	CCPE	66.500	IV TRIMESTRE 2012	TIPO DE CAMBIO Y TASAS	C	OBLIGACIONES CON EL PUBLICO (B	104.525	104.525	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	40.716	100	40.816
CROSS CURRENCY	CCPE	7.683	IV TRIMESTRE 2012	TIPO DE CAMBIO Y TASAS	C	OBLIGACIONES CON EL PUBLICO (B	10.360	10.360	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	3.114	3	3.117
CROSS CURRENCY	CCPE	21.017	III TRIMESTRE 2018	TIPO DE CAMBIO	C	OBLIG. LP VCT UN AÑO/ACREED LP	15.765	15.765	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	2.364	0	2.364
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	30.000	30.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	387	189	576
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	30.000	30.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	387	189	576
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	30.000	30.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	387	188	575
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2009	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	50.000	50.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	1.141	187	1.328
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2009	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	50.000	50.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	1.150	188	1.338
S	CCTE	54.750	IV TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	54.750	54.750	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	279	12	291
S	CCTE	200.000	IV TRIMESTRE 2007	TASA DE INTERÉS	-	DOCTOS. Y CUENTAS POR PAGAR	200.000	200.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS PASIVOS CIRCULANTES	745	4	749
S	CCTE	150.000	IV TRIMESTRE 2010	TASA DE INTERÉS	-	DOCTOS. Y CUENTAS POR PAGAR	150.000	150.000	OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	1.011	0	1.011
S	CCTE	70.000	III TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	10.000	10.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	350	-10	-360
S	CCTE	70.000	III TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	10.000	10.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	344	-10	-354
S	CCTE	80.000	III TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	10.000	10.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	363	-10	-373
ZERO COST COLLAR	CCTE	50.000	IV TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	50.000	50.000	OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	581	0	581
ZERO COST COLLAR	CCTE	50.000	IV TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	50.000	50.000	OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	789	0	789
ZERO COST COLLAR	CCTE	50.000	IV TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	50.000	50.000	OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	577	0	577
S	CCTE	14.679	IV TRIMESTRE 2007	WTI	-	PRODUCCION	6.748	0	OTROS ACTIVOS CIRCULANTES/OTROS PASIVOS CIRCULANTE	5.077	0	-5.077
S	CCTE	65.949	IV TRIMESTRE 2007	WTI	-	PRODUCCION	6.747	0	OTROS ACTIVOS CIRCULANTES/OTROS PASIVOS CIRCULANTE	7.136	0	-7.136

25. Contratos de Derivados
Contratos de Derivados

TIPO DE DERIVADO	TIPO DE CONTRATO	VALOR DEL CONTRATO	PLAZO DE VENCIMIENTO O EXPIRACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LOS CONTRATOS				VALOR DE LA PARTIDA PROTEGIDA	CUENTAS CONTABLES QUE AFECTA			
				ÍTEM ESPECÍFICO	POSICIÓN COMPRA / VENTA	PARTIDA O TRANSACCIÓN PROTEGIDA			ACTIVO / PASIVO		EFECTO EN RESULTADO	
						NOMBRE	MONTO		NOMBRE	MONTO	REALIZADO	NO REALIZADO
F	CCPE	227	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	227	227	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	10	-10	0
F	CCPE	144	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	144	144	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	4	-4	0
F	CCPE	104	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	104	104	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	2	-2	0
F	CCPE	393	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	393	393	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	1	0	1
F	CCPE	228	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	228	228	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	1	0	1
F	CCPE	3.881	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	3.881	3.881	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	173	-173	0
F	CCPE	3.463	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	3.463	3.463	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	102	-102	0
F	CCPE	4.862	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	4.862	4.862	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	82	-82	0
F	CCPE	4.288	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	4.288	4.288	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	34	0	34
F	CCPE	4.820	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	4.820	4.820	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	19	-19	0
F	CCTE	20.000	III TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	20	0	20
F	CCTE	20.000	III TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	38	0	38
F	CCTE	65.000	III TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	127	0	-127
F	CCTE	20.000	III TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	42	0	-42
F	CCTE	65.000	III TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	271	0	271
F	CCTE	20.000	III TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	78	0	78
F	CCTE	65.000	III TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	78	0	-78
F	CCTE	20.000	III TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	25	0	-25
ZERO COST COLLAR	CCTE	24.837	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	21.461	21.461	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	0	0	0
ZERO COST COLLAR	CCTE	60.810	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	55.494	55.494	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	500	0	-500
ZERO COST COLLAR	CCTE	48.225	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	69.035	69.035	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	763	0	-763
ZERO COST COLLAR	CCTE	46.081	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	69.995	69.995	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	533	0	-533
ZERO COST COLLAR	CCTE	23.048	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	21.659	21.659	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	364	0	-364
ZERO COST COLLAR	CCTE	22.868	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	21.461	21.461	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	158	0	-158

Rut : 92604000 - 6
 Período : 01-01-2007 al 30-06-2007
 Tipo de moneda : Miles de Dólares
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 3 de 3
 FECHA
 IMPRESIÓN: 13-08-2007

25. Contratos de Derivados
Contratos de Derivados

TIPO DE DERIVADO	TIPO DE CONTRATO	VALOR DEL CONTRATO	PLAZO DE VENCIMIENTO O EXPIRACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LOS CONTRATOS				VALOR DE LA PARTIDA PROTEGIDA	CUENTAS CONTABLES QUE AFECTA			
				ÍTEM ESPECÍFICO	POSICIÓN COMPRA / VENTA	PARTIDA O TRANSACCIÓN PROTEGIDA			ACTIVO / PASIVO		EFECTO EN RESULTADO	
						NOMBRE	MONTO		NOMBRE	MONTO	REALIZADO	NO REALIZADO
ZERO COST COLLAR	CCTE	52.326	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	60.650	60.650	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	291	0	-291
ZERO COST COLLAR	CCTE	22.154	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	25.650	25.650	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	71	0	-71

26. Contingencias y Restricciones

a. Juicios:

a.1) De la Matriz.

Actualmente la Empresa mantiene juicios laborales por un monto aproximado de MUS\$5.057, este monto incluye MUS\$317 correspondiente a juicios por término injustificado de contrato laboral, en el cual se demanda a ENAP por su responsabilidad subsidiaria. No se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la Administración y Fiscalía de ENAP estiman que es improbable que se genere algún egreso significativo para la Empresa.

La empresa ha sido demandada en juicios por acción de reparación de medio ambiente y regularización de servidumbres, en forma conjunta con acciones de indemnización de perjuicios, por un monto aproximado de MUS\$24.934. Estas causas se encuentran en etapas de sentencia definitiva de primera instancia, lo que sumado a la imprevisibilidad del resultado de cualquier litigio, impide a la Empresa hacer un pronóstico preciso de su viabilidad. Sin embargo, la Administración y Fiscalía de ENAP estiman que es improbable que se genere algún egreso significativo para la Empresa, toda vez que parte de los montos demandados asume la eventual compensación de perjuicios en forma retroactiva y por un período de 50 años, período que excede los plazos de prescripción aplicables. Por la misma razón, no se ha constituido provisión contable para dichos efectos.

La empresa ha sido demandada adicionalmente en juicios civiles por supuesto incumplimiento de contrato, por un monto aproximado de MUS\$ 3.359, en uno se dicta sentencia definitiva de primera instancia que rechaza en todo las acciones deducidas, pendientes apelación deducida por demandante, y, en el otro, se dictó sentencia, la que fue apelada por ambas partes y se encuentra pendiente la vista y fallo de recurso de apelación. No se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la Administración y Fiscalía de ENAP estiman que es improbable que se genere algún egreso significativo para la Empresa.

ENAP es parte en un litigio en el que demanda el cumplimiento forzado del contrato, relacionado con la venta de algunos activos de su filial Petro Servicio Corp. S.A. a Missano Inc. Al 30 de junio de 2007 el saldo por cobrar asciende a MUS\$1.000. Por este concepto no se ha constituido provisión, dado que la Administración y Fiscalía de ENAP estiman que su pérdida es poco probable, por cuanto con fecha 6 de agosto de 2002, ENAP fue notificada de la sentencia definitiva en primera instancia totalmente favorable en todas sus partes a los intereses de ENAP. A la fecha, esta pendiente la vista del recurso de casación interpuesto por ENAP ante la I. Corte Suprema, a fin de que se ordene el pago de intereses.

Se mantienen juicios relativos a materias de constitución y ejercicio de servidumbres del oleoducto Concón - Maipú, cuya operación corresponde a la Sociedad Nacional de Oleoductos. ENAP, ya sea actuando como demandante o demandada, no se verá afectada desde el punto de vista económico, toda vez que, de acuerdo a los convenios suscritos con la sociedad mencionada, le corresponde a ella efectuar los eventuales pagos.

a.2) De la filial Enap Refinerías S.A.

La filial Enap Refinerías S.A. es parte demandada en diversos juicios, que en opinión de la administración en ningún caso, representan una contingencia de pérdida de valores significativos para la misma.

Como es de público conocimiento, el 25 de Mayo pasado, se detectó una fuga de petróleo crudo en la bahía de San Vicente VIII Región. Este incidente se produjo mientras la nave "New Constellation", descargaba petróleo en el terminal B de la Refinería Biobio, perteneciente a Enap Refinerías S.A. En su oportunidad se adoptaron todas las medidas conducentes a recuperar el petróleo crudo y a mitigar los efectos producidos por este incidente.

Enap Refinerías S.A., cuenta con seguros contratados y vigentes para las operaciones y actividades de Refinería Biobio, que consideran bienes físicos y responsabilidad civil, los que en su oportunidad fueron activados. En la actualidad se encuentra en proceso la liquidación del Siniestro. El deducible de la póliza de responsabilidad Civil asciende a US\$250.000.-

Hasta la fecha Enap Refinerías S.A. no ha sido formalmente notificada de ninguna demanda judicial por responsabilidad civil, aun cuando ha tomado conocimiento de la existencia de diversos procedimientos judiciales y administrativos iniciados con motivo del incidente antes indicado.

26. Contingencias y Restricciones

a.3) De la filial Enap Sipetrol S.A.

-Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador S.A. (SIPEC)

Juicio iniciado contra el Servicio de Rentas Internas (SRI) por impuesto a la renta de 2000

En el año 2000, SIPEC era socio de los Bloque 7 y 21, operados por Kerr Mc. Gee (hoy Perenco).

El SRI hizo a todos los socios una fiscalización. Para el caso de SIPEC se levantó un acta que fue parcialmente aceptada por la sociedad, lo cual implicó un pago adicional de aproximadamente MUS\$36. Sin embargo, los socios del Bloque 7, incluido SIPEC, presentaron un reclamo administrativo en contra de estas actas, porque el SRI, desconociendo la cláusula 8.2 del contrato del Bloque 7, pretende que para determinar el ingreso bruto sujeto a impuesto a la renta, se debía hacer una comparación mensual entre los precios de venta de crudo, con el precio de referencia que es aquel fijado por PETROECUADOR para sus propias ventas. El operador del bloque 7 hizo comparaciones anuales, y el resultado de ello arrojó un ingreso mayor que fue distribuido entre los socios para que cada uno haga su declaración de impuesto a la renta.

El SRI negó el reclamo y eso obligó a la Sociedad a iniciar un juicio en la Segunda Sala del Tribunal Fiscal. El número de juicio es 23652, y actualmente se han presentado las pruebas correspondientes. Adicionalmente, SIPEC solicitó la realización de una inspección contable y nombró como perito a la Dra. Ulianova Maldonado. El informe ha sido presentado ante el tribunal el 27 de Julio de 2006.

-COLOMBIA

Con motivo de la venta de SEEP S.A., los juicios que se mantenían en la Sucursal Colombia fueron traspasados en su totalidad al comprador Pacific Stratus Energy, quien asume contractualmente la responsabilidad de ellos. Sólo con la excepción del Bloque Acevedo en que Enap Sipetrol S.A. se obliga a cumplir con los montos asignados y presupuestados por temas ambientales hasta por un monto de MUS\$500, para esta acción se constituyó un escrow account en el Banco Citibank N.A. por dicho monto.

b. Garantías Directas - Ver planilla adjunta.

c. Garantías Indirectas - Ver planilla adjunta.

Además de las garantías detalladas en planillas adjuntas, hay otras garantías recibidas por el giro normal del negocio, tanto para ENAP como para sus filiales.

d. Compromisos Comerciales:

La Empresa mantiene los siguientes compromisos comerciales en relación al desarrollo de sus operaciones:

(1) PETROPOWER

La Empresa, a través de su filial Enap Refinerías S.A., firmó en 1994 un contrato con Petropower donde se compromete a pagar una tarifa de procesamiento anual de aproximadamente US\$17,4 millones, a cambio del derecho de operar su planta de coquización e hidrotreatmento, además de pagar una tarifa anual de aproximadamente US\$9,9 millones por el abastecimiento de ciertos productos energéticos. Este acuerdo está sujeto a escalamiento anual hasta el vencimiento del contrato en el año 2018.

Otras condiciones de los acuerdos obligan a que, en caso de una reducción en los ingresos anuales definida en el contrato de procesamiento y demás acuerdos del negocio y después que el Operador de la planta ha aportado con el 10% de dicho déficit, a que ENAP y su filial Enap Refinerías S.A., contribuyan con el 50% del saldo y Foster Wheeler con el otro 50% del saldo de dicha reducción, que de ocurrir no debería exceder los US\$1,4 millones al año.

Adicionalmente, Enap Refinerías S.A. adquirió la obligación de comprar y programar la venta de los activos de Petropower Energía Ltda. por no menos de US\$43 millones en la fecha de término programada del respectivo contrato (año 2018) o en cualquier otra fecha que sea acordada mutuamente entre las partes. ENAP garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. bajo el Contrato de Servicios de Procesamiento.

26. Contingencias y Restricciones

(2) PLANTA DE HIDROGENO EN REFINERIA BIO BIO

ENAP y su filial Enap Refinerías S.A., en conjunto con otros accionistas, han invertido US\$32 millones, en la construcción de una planta de Hidrógeno en la Refinería de Bío Bío en Talcahuano, la cual entró en operación en enero de 2005. Todo el hidrógeno producido por la planta es utilizado por Enap Refinerías S.A. en sus instalaciones. De esta manera, existe un Contrato de Servicios de Procesamiento entre la Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A. y Enap Refinerías S.A. por un período de 15 años de operación extensible hasta por un año adicional en los casos que en el propio contrato se especifican, bajo lo cual la Sociedad paga una tarifa neta anual de operación de la planta por un monto de US\$4,7 millones. Después de este período, Enap Refinerías S.A. adquirirá la planta a su valor residual. A la fecha de entrega de la planta, la filial Enap Refinerías S.A., registró esta transacción en forma similar a la compra de un activo fijo (leasing). ENAP garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. bajo el Contrato de Servicios de Procesamiento.

(3) INNERGY HOLDING S.A.

ENAP se ha comprometido a aportar del orden de los US\$36,1 millones como participación en el capital de la coligada Innergy Holding S.A. Asimismo, desde el comienzo del proyecto en 1998 y hasta el 30 de junio de 2007, ENAP ha contribuido aproximadamente con US\$32,6 millones en la citada coligada, de los cuales US\$23,4 millones han sido usados para cubrir su déficit operacional.

Los aportes futuros que la empresa tenga que efectuar, dependerán de las condiciones futuras del proyecto, considerando entre otros aspectos, el cumplimiento en la demanda estimada y la instalación de una planta termoeléctrica de ciclo combinado y/o cambios en las condiciones contractuales vigentes. Innergy se encuentra propiciando la instalación de dicha planta de ciclo combinado, la cual se espera consuma una mayor cantidad de gas que contribuya a mejorar los resultados de dicha empresa.

(4) ETALSA

La Empresa, a través de su filial Enap Refinerías S.A., ha suscrito un contrato con Eteres y Alcoholes S.A., por el pago de una tarifa anual de operación de la planta de di-iso-propil éter, por montos de entre US\$ 4,7 millones y US\$ 5,7 millones. Este contrato vence el 2017. Al vencimiento del contrato, la filial podrá ejercer la opción de compra de la planta por un valor aproximado de US\$ 2,6 millones. A la fecha de entrega de la planta (septiembre de 2002), la filial Enap Refinerías S.A., registró esta transacción en forma similar a la compra de un activo fijo(leasing). ENAP garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. bajo el Contrato de Servicios de Procesamiento.

(5) PETROSUL

ENAP y su filial Enap Refinerías S.A., en conjunto con otros accionistas, han invertido US\$27,0 millones, en la construcción de dos plantas de azufre. Estas plantas entraron en operación el último trimestre del año 2003. Ambas Refinerías deberán pagar una tarifa de operación anual entre US\$3,9 millones y US\$4,6 millones. Este contrato de operación vence el año 2018 y a su vencimiento la filial está obligada a comprar las plantas por el valor nominal del contrato. A la fecha de entrega de las plantas, la filial registró esta transacción en forma similar a la compra de un activo fijo (leasing). ENAP garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. bajo el Contrato de Servicios de Procesamiento.

(6) PLANTA DE HIDROGENO EN REFINERIA ACONCAGUA

La filial Enap Refinerías S.A. ha suscrito un contrato con AGA Chile S.A., filial de la empresa alemana productora de gases del aire Linde AG, por el suministro de hidrógeno de alta pureza, desde junio del 2006 y durante un plazo de 15 años. El hidrógeno es utilizado en la planta de hidrot ratamiento de diesel en la refinería Aconcagua. Para llevar a cabo el suministro, AGA construyó una planta en terrenos de la refinería entregados en comodato por el plazo contractual del suministro. Al vencimiento del contrato, no hay obligación de compra alguna sobre las instalaciones de producción de hidrógeno, ni sobre la renovación del contrato de suministro. El pago anual estimado para el inicio del suministro es de US\$21,8 millones, el que sufrirá un escalamiento de acuerdo a la evolución de los precios de los insumos utilizados, entre los cuales se cuenta principalmente el gas natural.

(7) PRODISA

26. Contingencias y Restricciones

ENAP y su filial Enap Refinerías S.A., en conjunto con otros accionistas, han invertido US\$110 millones, en la construcción de una planta de Hidrocracking Suave de Gas Oil (MHC - Mild Hydrocracking) en la Refinería de Bío Bío en Talcahuano, la cual entró en operación en enero de 2005.

La planta es operada y mantenida por Enap Refinerías S.A., Refinerías Bio Bio. Existe un Contrato de Servicios de Procesamiento entre Prodisa y Enap Refinerías S.A. por un período de 15 años de operación. Después de este período, Enap Refinerías S.A. adquirirá la planta a su valor residual, bajo lo cual la Sociedad paga una tarifa neta anual de operación de la planta por un monto de US\$13,3 millones. A la fecha de entrega de la planta, la filial Enap Refinerías S.A., registró esta transacción en forma similar a la compra de un activo fijo (leasing). ENAP garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A., bajo el Contrato de Servicios y Procesamiento.

(8) ENERGIA CONCON S.A.

La filial Enap Refinerías S.A. y Enap han suscrito los contratos con el grupo formado por las empresas Foster Wheeler Iberia S.A. de España, Man Ferrostaal A.G. de Alemania y Técnicas Reunidas S.A. de España, para el financiamiento, construcción y operación de una planta de coquización retardada en la Refinería ubicada en Concón, proyecto que representa una inversión total aproximada de US\$430 millones. La sociedad propietaria del señalado proyecto es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de Chile bajo la razón social de Energía Concón S.A.- ENERCON.

La planta así desarrollada será operada y mantenida por Enap Refinerías S.A., Refinería Aconcagua. Existe un contrato de servicios de procesamiento celebrado entre Enap Refinerías S.A. y Energía Concón S.A. por un plazo de 20 años de operación. Después de este período, Enap Refinerías S.A. adquirirá la planta a su valor residual. Enap garantizó las obligaciones de Enap Refinerías S.A. bajo el contrato de Servicios de Procesamiento.

Esta planta esta siendo construida por el consorcio formado por una Unión Temporal de Empresas (UTE) conformado por Foster Wheeler Iberia, Initec Plantas Industriales y Man Ferrostaal y la empresa chilena Construcción e Ingeniería FIM Chile Ltda., la cual iniciará sus operaciones durante el primer semestre del año 2008.

El financiamiento del proyecto corresponde a aportes de capital de los socios y a un crédito sindicado por los bancos BNP Paribas, Citigroup y Calyon. Enap Refinerías S.A. en conjunto con su Sociedad Matriz ENAP, participan con un 49% en el capital de la empresa siendo el 51% restante propiedad de Técnicas Reunidas S.A., Man Ferrostaal A.G. y Foster Wheeler Iberia S.A., en partes iguales.

(9) GNL QUINTERO S.A.

ENAP garantiza en forma solidaria las obligaciones de pago contraídas por GNL Quintero S.A. a prorrata de la participación accionaria de la ENAP en dicha sociedad (20%), bajo los contratos de ingeniería ("Engineering Contract"), suministro de equipos y materiales ("Procurement Contract") y construcción ("Construction Contract") firmados con CB&I UK Limited, con Southern Tropic Material Supply Company Limited y con CBI Montajes de Chile Limitada, respectivamente, con fecha 30 de abril de 2007 para la construcción del proyecto GNL. La garantía asciende a un monto mensual máximo de US\$ 26,15 millones.

(10) GNL CHILE S.A.

Con fecha 31 de mayo de 2007, la filial Enap Refinerías S.A. suscribió un contrato de compraventa de gas natural con la sociedad GNL Chile S.A. que le permitirá garantizar la seguridad de suministro necesario para la operación de su Refinería Aconcagua en la comuna de Concón.

Dicho contrato es un contrato bajo la modalidad "delivery or pay" por un período de 21 años y por una cantidad contractual anual máxima de gas natural equivalente a un tercio de 1.7 millones de toneladas por año de GNL, lo que significa para Enap Refinerías S.A. un suministro de 2.2 millones de metros cúbicos de gas natural por día. Se estima que el inicio del suministro de gas natural tenga lugar durante el segundo trimestre de 2009. ENAP garantiza las obligaciones contraídas por su filial Enap Refinerías S.A. bajo el contrato de compraventa de gas natural.

La referida compraventa es parte de un conjunto de contratos comerciales del Proyecto GNL, cuyo cierre definitivo tuvo lugar el 31 de mayo de 2007. Dicho

26. Contingencias y Restricciones

proyecto tiene por objeto la compra de gas natural licuado (GNL) proveniente del exterior, su almacenamiento y regasificación en la Planta de Regasificación que se ubicará en las comunas de Quintero y Puchuncaví de la V Región del país y suministro de gas natural a la zona central del país.

En Nota 32 se resumen los principales contratos de operación petrolera.

e) Restricciones:

e.1.) La Matriz

La Empresa y sus filiales están sujetas a las siguientes restricciones, las cuales están estipuladas como covenants en préstamos sindicados:

La Empresa a nivel consolidado, mantendrá para cada período de cálculo una relación de cobertura de intereses, (EBITDA sobre interés) a lo menos igual a dos sobre uno.

La Empresa a nivel consolidado, mantendrá en todo momento una razón de endeudamiento (Máxima deuda sobre EBITDA) que no supere la relación de cinco sobre uno.

La Empresa debe mantener un patrimonio mínimo consolidado en dólares estadounidenses equivalente al 85% de su valor al 31 de diciembre de 2002 (conversión al dólar observado de esa fecha).

La Empresa al 30 de junio de 2007 cumple con los convenants anteriormente detallados.

e.2.) Enap Sipetrol Argentina S.A.

La filial Enap Sipetrol Argentina S.A., de acuerdo a la legislación argentina aplicable a la Sociedad, debe destinar el 5% de las utilidades del ejercicio a la constitución de una reserva legal, cuenta integrante del patrimonio neto, hasta que dicha reserva alcance el 20% del capital social ajustado.

f. Otras contingencias:

De Enap Sipetrol Argentina S.A.

1) Notificación pago de impuestos adeudados

La Sociedad Enap Sipetrol Argentina S.A. ha sido notificada por la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), mediante la cual se determina de oficio el Impuesto al Valor Agregado (IVA) por los siguientes períodos fiscales:

Período observado	Fecha de oficio	Fecha recurso de apelación
Octubre 1997 a diciembre 1998	27 de diciembre de 2002	20 de febrero de 2003
Abril, julio y agosto de 1998	15 de noviembre de 2004	06 de diciembre de 2004
Junio a diciembre de 1999	27 de diciembre de 2004	21 de febrero de 2005
Enero a diciembre de 2000	28 de diciembre de 2005	17 de febrero de 2006
Enero a diciembre de 2001	16 de diciembre de 2006	14 de febrero de 2007

Con fecha 16 de marzo de 2007 la Dirección General de Justicia notifica la prevista del período observado de enero de 2001 a diciembre de 2004.

El ajuste propuesto no fue aceptado por la empresa, motivo por el cual próximamente la AFIP dará inicio formal al proceso de determinación de oficio, oportunidad en que la empresa apelará ante el Tribunal Fiscal de la Nación.

De acuerdo a lo señalado por nuestros asesores legales y tributarios, la Sociedad considera que existen altas probabilidades de obtener una resolución favorable sobre estas contingencias.

La Unión Transitoria de Empresas (UTE Area Magallanes) formada por Enap Sipetrol Argentina S.A. y Repsol YPF S.A. ha sido notificada por la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), mediante la cual se determina de oficio el Impuesto al Valor Agregado (IVA) por los siguientes períodos fiscales:

Período observado	Fecha de oficio	Fecha recurso de apelación
Junio a diciembre de 1999	27 de diciembre de 2004	21 de febrero de 2005

26. Contingencias y Restricciones

Enero a diciembre de 2000 28 de diciembre de 2005 17 de febrero de 2006
Enero a diciembre de 2001 16 de febrero de 2006 14 de febrero de 2007

Con fecha 16 de marzo de 2007 la Dirección General de Justicia notifica la prevista del período observado de enero de 2001 a diciembre de 2004.

El ajuste propuesto no fue aceptado por la empresa, motivo por el cual próximamente la AFIP dará inicio formal al proceso de determinación de oficio, oportunidad en que la empresa apelará ante el Tribunal Fiscal de la Nación.

De acuerdo a lo señalado por nuestros asesores legales y tributarios, la Sociedad considera que existen altas probabilidades de obtener una resolución favorable sobre estas contingencias.

2) Sumario Cambiario - Banco Central de la República Argentina

El Banco Central de la República Argentina, ha imputado violaciones a los incisos e) y f) del artículo 1° de la Ley del Régimen Penal Cambiario, consistentes en:

(1) Supuesta omisión de ingresar y de negociar el 70% de los cobros de exportaciones de hidrocarburos, durante el período entre el 19 de enero de 2002 y el 10 de diciembre de 2002.

(2) Presuntos ingresos tardíos -con mínimas demoras de dos (2) y siete (7) días respectivamente- respecto de dos exportaciones cuyos vencimientos fueron el 11 de noviembre de 2002 y el 10 de diciembre de 2002.

En el sumario se han presentado los escritos de defensa y de ofrecimiento de pruebas.

Con fecha 15 de marzo de 2007 los testigos de la Sociedad prestaron declaración testimonial ante la sede del BCRA.

De acuerdo a lo expuesto y a la opinión de nuestros asesores legales, la Sociedad considera la probabilidad de una absolución de culpa y cargos, ya que existen normas legales y reglamentarias que avalan el operar de la Sociedad.

De Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador S.A. (SIPEC)

1) Reclamo contra el Servicio de Rentas Internas (SRI) por impuesto a la renta 2001

En el 2005, el SRI hizo una auditoria correspondiente al ejercicio 2001, y como resultado emitió en el mes de abril de 2006 un acta con un impuesto a pagar de aproximadamente MUS\$290. La principal razón de las glosas es la misma que en el año anterior (comparación mensual y no anual entre precios de venta y precios de referencia para determinar el ingreso de los socios), pero adicionalmente el SRI ha objetado una serie de gastos propios de SIPEC.

El SRI resolvió en contrario al criterio de la compañía por lo que con fecha 24 de octubre de 2006, SIPEC demandó ante el Tribunal Fiscal se deje sin efecto la resolución No.117012006 RREC024107 mediante la cual se negó la reclamación administrativa.

Creemos que el litigio durará aproximadamente 3 años.

2) Auditoria de SRI por el año 2002

En el mes de febrero de 2002, SIPEC vendió sus derechos en el Bloque 7.

El SRI inició una auditoria de los bloque 7 y 21. En este caso en particular, el SRI considera que a partir de ese año los consorcios debían presentar una declaración unificada de impuesto a la renta, lo cual no fue hecho por los socios, quienes siguieron presentando declaraciones individuales. Dado lo anterior, el SRI ha pedido información exclusivamente a Perenco y no a SIPEC.

El 29 de junio de 2006, los socios fueron convocados a la entrega de las actas de borrador en las que se determinó una deuda contra el consorcio del Bloque 7, equivalente aproximadamente a MUS\$970. El porcentaje de participación de SIPEC en tales bloques fue del 10% por lo tanto el porcentaje en las obligaciones es igual también del 10%. Como el Bloque 21 se encontraba en fase exploratoria, no se determinó impuesto a pagar pero se ajustaron las inversiones que debían ser amortizadas en los ejercicios siguientes.

26. Contingencias y Restricciones

3) Auditoria Dirección Nacional de Hidrocarburos por ejercicio económico 2002, 2003 y 2004.

En 2006 la Dirección Nacional de Hidrocarburos, inició un proceso de auditoria especial a las inversiones, costos y gastos de la Sucursal de Sociedad Internacional Petrolera S.A. por los años antes referidos. Esta auditoría concluyó que existen gastos no deducibles, según el siguiente detalle:

Período	Concepto	Monto MUS\$
2002	Exceso de amortización Inversiones de producción	698
2003	Exceso de amortización Inversiones de producción	481
2004	Exceso de amortización Inversiones de producción	1.502
2004	Exceso de costos de operación honorarios	1.914
2004	Exceso de costos de operación Side Track	2.492

	Totales	7.087

SIPEC ha presentado sus objeciones ante el Director Nacional de Hidrocarburos quien las ha negado. Ante ésta negativa se presentarán las objeciones ante el Ministro de Energía y Minas siendo la última instancia administrativa. De la decisión del Ministro se podrá apelar al Tribunal de lo Contencioso Administrativo.

El Ministerio de Energía y Minas no puede imponer correctivos tributarios por lo que sus informes y conclusiones serán referenciales para cualquier acción que inicie el Servicio de Rentas Internas (SRI). A la fecha el SRI no ha iniciado, ningún proceso de determinación por los conceptos mencionados anteriormente.

4)Reclamo Municipio de Quito, Impuesto 1,5 por mil de los activos totales.

El Municipio de Quito ha iniciado en mayo de 2007 un proceso de reclamo de aproximadamente MUS\$200 por concepto de impuesto de 1,5 por mil, por los ejercicios económicos de los años 2004, 2005 y 2006.

Se encuentra en proceso la respuesta de la administración, impugnando el reclamo del Municipio de Quito por no corresponder, dado que la totalidad del impuesto ya ha sido pagado en las municipalidades de Orellana y Joya de los Sachas, donde se encuentran los principales activos y la producción. Para el caso del Municipio de Quito no corresponde, ya que sólo se encuentran las oficinas administrativas.

No existen otras contingencias relevantes a informar al 30 de junio de 2007.

26. Contingencias y Restricciones

b. Garantías Directas Filiales

Acreedor de la Garantía	Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de junio	Liberación de garantías				
			Tipo	Valor Contable		2006	2007	Activos	2008 y siguientes	Activos
								2007		

Enap Sipetrol S.A.

OMV (Irán) Onshore Exploration GmgH	Garantizar el cabal cumplimiento de las obligaciones contraídas por el contrato de servicios para la exploración y explotación del Bloque Mehr en Irán (MUS\$8.500)	Fianza solidaria	Indirecta	MUS\$8.500						
Petroecuador	Garantía Seriedad de la oferta por licitación de Campos Marginales en Ecuador (MUS\$25)	Stand By		MUS\$25						
EGAS	Garantía por compromiso mínimo exploratorio por el Bloque Romanna en Egipto	Stand By		MUS\$10.000						
EGAS	Garantía por compromiso mínimo exploratorio por el Bloque 8 - Side ABD El Rahaman en Egipto.	Stand By		MUS\$11.700						

Enap Refinerías S.A.

Chilquinta Energía S.A.	Garantiza el fiel, íntegro y oportuno pago de todas las obligaciones asumidas por Enap Refinerías S.A. en el contrato de suministro de energía y potencia eléctrica de fecha 29/04/2005 (MUS\$11.534) , válida hasta el 30 de abril de 2008.	Boleta de Garantía Bancaria							MUS\$11.534	
-------------------------	--	-----------------------------	--	--	--	--	--	--	-------------	--

(* La liberación de estas garantías está asociada al cumplimiento de los contratos que le dan origen.

26. Contingencias y Restricciones

c. Garantías indirectas

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de junio		Liberación de garantías					
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2007	2006	2007	Activos	2008 y siguientes	Activos		
Energía Concón S.A.	Enap Refinerías S.A.	Filial	Garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. estipuladas en el Contrato de Procesamiento (PSA). La obligación nace una vez que se produzca la aceptación de la planta (estimada Octubre de 2008) y se extingue el año 2020.	Solidaria										
Banco BNP Paribas	Energía Concón S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Energía Concón S.A. de propiedad de ENAP, en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2020.	Prenda comercial de acciones	129.835 acciones de Energía Concón S.A.	MUS\$4.121								129.835 acciones de Energía Concón S.A.
Société Générale	Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A. de propiedad de ENAP Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2015	Prenda comercial de acciones	50.000 acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A.	MUS\$466								50.000 acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A.
Chicago Bridge & Iron Company	GNL Quintero S.A.	Coligada	Garantiza las obligaciones de pago contraídas por GNL Quintero S.A. a prorrata de la participación accionaria de la ENAP en dicha sociedad, bajo los contratos de ingeniería, suministro de equipos y materiales y construcción ("Engineering Contract", "Procurement Contract" y "Construction Contract") firmados el 30 de abril 2007 para la construcción del proyecto GNL, hasta por un monto mensual máximo ascendente a US\$ 26,15 millones.	Solidaria										

(*) La liberación de estas garantías está asociada al cumplimiento de los contratos que le dan origen.

26. Contingencias y Restricciones

c. Garantías indirectas Enap Refinerías S.A.

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de junio		Liberación de garantías				
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2007	2006	2007	Activos	2008 y siguientes	Activos	
Banco KfW	Petrosul S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Petrosul S.A de propiedad de Enap Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2012 .	Prenda comercial de acciones	3.160 acciones de Petrosul S.A.	MUS\$4.052						(*)	3.160 acciones de Petrosul S.A.
Banco KfW	Eteres y Alcoholes S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Etalsa S.A de propiedad de Enap Refinerías S.A., en garantía del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2012.	Prenda comercial de acciones	2.087 acciones de Etalsa	MUS\$2.354						(*)	2.087 acciones de Etalsa
Banco BNP Paribas	Productora de Diesel S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Productora de Diesel S.A. de propiedad de Enap Refinerías S.A., en garantía del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2016.	Prenda comercial de acciones	7.769.953 acciones de Prodisa	MUS\$3.435						(*)	7.769.953 acciones de Prodisa
Banco BNP Paribas	Energía Concón S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Energía Concón S.A. de propiedad de ENAP Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2020.	Prenda comercial de acciones	233.701 acciones de Energía Concón S.A.	MUS\$7.418						(*)	233.701 acciones de Energía Concón S.A.
Société Générale	Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A. de propiedad de ENAP Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2015	Prenda comercial de acciones	50.000 acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A.	MUS\$466						(*)	50.000 acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A.

(*) La liberación de estas garantías está asociada al cumplimiento de los contratos que le dan origen.

27. Cauciones obtenidas de terceros

En ENAP ha recibido boletas en garantías de proveedores o contratista para garantizar el cumplimiento de los contratos de prestación de servicios y construcciones, por un importe total de MUS\$17.910.

Metrogas S.A., emitió dos boletas en garantías en favor de ENAP por un importe de MUS\$ 6.237, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones financieras adquiridas por Metrogas S.A., como accionista de la sociedad GNL Quintero S.A.

Enap Sipetrol S.A. ha recibido de los distintos proveedores y contratistas, una serie de garantías por un importe total de aproximadamente MUS\$711.

28. Moneda Nacional y Extranjera

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos cuya reajustabilidad se encuentra expresada en dólares estadounidenses al 30 de junio de 2007 y 2006, se presentan en cuadros adjuntos.

28. Moneda Nacional y Extranjera Activos

RUBRO	MONEDA	MONTO	
		30/06/2007	30/06/2006
Activos Circulantes			
DISPONIBLE	DÓLARES	14.568	11.142
-	\$ NO REAJUSTABL	30.186	58.391
-	\$ ARGENTINOS	0	1.580
-	\$ COL	0	63
DEPOSITO A PLAZO	DÓLARES	17.117	39.680
VALORES NEGOCIABLES	\$ REAJUSTABLES	1.899	12.978
DEUDORES POR VENTA	DÓLARES	145.787	130.609
-	\$ NO REAJUSTABL	749.509	508.783
DEUDORES VARIOS	DÓLARES	22.748	21.004
-	\$ NO REAJUSTABL	32.934	45.611
-	\$ REAJUSTABLES	1.762	1.188
-	UF	28	30
-	\$ ARGENTINOS	0	4
-	\$ COL	0	268
DOCTOS Y CTAS POR COBRAR EMP. RELACIONADAS	DÓLARES	59.777	17.504
-	\$ NO REAJUSTABL	2.205	1.305
EXISTENCIA	DÓLARES	1.209.767	1.371.123
-	\$ REAJUSTABLES	10.602	0
IMPUESTOS POR RECUPERAR	DÓLARES	33.403	12.242
-	\$ NO REAJUSTABL	24.814	61.391
-	\$ REAJUSTABLES	70.318	117.274
-	\$ ARGENTINOS	0	36
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	DÓLARES	13.255	21.287
-	\$ NO REAJUSTABL	178	298
-	\$ ARGENTINOS	0	103
IMPUESTOS DIFERIDOS	DÓLARES	11.186	21.932
-	\$ REAJUSTABLES	19	0
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	DÓLARES	59.086	31.499
-	\$ NO REAJUSTABL	0	508
-	UF	1.977	1.711
Activos Fijos			
ACTIVO FIJO NETO	DÓLARES	1.716.824	1.605.320
Otros Activos			
INVERSIONES EN EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	89.858	82.327
-	\$ REAJUSTABLES	0	2.262
INVERSIONES EN OTRAS SOCIEDADES	DÓLARES	61.442	59.602
-	\$ REAJUSTABLES	8	7
MENOR VALOR INVERSIONES	DÓLARES	5.159	4.107
DOCTOS Y CTAS POR COBRAR EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	11.861	10.364
IMPUESTOS DIFERIDOS	DÓLARES	16.700	32.909
DEUDORES LARGO PLAZO	DÓLARES	1.376	540
-	\$ REAJUSTABLES	23.124	22.927
OTROS	DÓLARES	65.372	78.697
-	\$ REAJUSTABLES	0	1.156
-	UF	3.362	2.947
-	\$ ARGENTINOS	0	48
Total Activos			
-	DÓLARES	3.555.286	3.551.888
-	\$ NO REAJUSTABL	839.826	676.287
-	\$ ARGENTINOS	0	1.771
-	\$ COL	0	331
-	\$ REAJUSTABLES	107.732	157.792
-	UF	5.367	4.688

28. Moneda Nacional y Extranjera
Pasivos Circulantes

RUBRO	MONEDA	HASTA 90 DÍAS				90 DÍAS A 1 AÑO			
		30/06/2007		30/06/2006		30/06/2007		30/06/2006	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
OBLIGACIONES CON BCOS E INTS FINANC. C/P	DÓLARES	17.112	-	0	-	-	-	0	-
OBLIGACIONES CON BCOS E INTS. FINANC L/P PORCION C/P	DÓLARES	9.686	5,82%	56.786	4,80%	16.520	-	0	-
-	UF	0	-	263	-	0	-	806	-
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO	DÓLARES	2.146	4,87%	4.580	5,81%	2.555	-	0	-
-	UF	0	-	1.150	3,7%	1.226	-	0	-
OBLIGACIONES LARGO PLAZO CON VENC DENTRO DE UN AÑO	UF	332	5,70%	71	7,70%	1.009	-	85	-
CUENTAS POR PAGAR	DÓLARES	1.658.379	-	1.166.634	-	0	-	781	-
-	\$ NO REAJUSTABL	43.787	-	42.211	-	0	-	0	-
-	\$ COL	0	-	195	-	0	-	0	-
ACREEDORES VARIOS	\$ NO REAJUSTABL	6.644	-	3.441	-	0	-	0	-
-	DÓLARES	4.209	-	3.925	-	0	-	0	-
DOCTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMR. RELACIONADAS	DÓLARES	0	-	1.404	-	0	-	0	-
-	DÓLARES	54	-	652	-	0	-	8	7,58%
-	DÓLARES	1.635	16,11%	802	-	0	-	88	10,01%
-	DÓLARES	657	7,58%	0	-	54	7,58%	2.011	6,43%
-	DÓLARES	806	10,01%	0	-	142	10,01%	6.970	4,27%
-	DÓLARES	1.698	6,43%	0	-	444	6,43%	0	-
-	DÓLARES	5.614	4,27%	0	-	2.989	4,27%	0	-
-	\$ REAJUSTABLE	0	-	352	-	0	-	0	-
-	\$ NO REAJUSTABL	0	-	0	-	0	-	0	-
PROVISIONES	DÓLARES	13.277	-	10.608	-	4.046	-	3.292	-
-	\$ NO REAJUSTABL	4.911	-	35.731	-	14.649	-	7.813	-
-	\$ COL	0	-	27	-	0	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLE	10.021	-	2.995	-	0	-	0	-
RETENCIONES	DÓLARES	4.570	-	7.551	-	0	-	0	-
-	\$ NO REAJUSTABL	25.957	-	2.478	-	0	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLE	256	-	190	-	0	-	0	-
IMPUESTO RENTA	DÓLARES	4.061	-	69.486	-	10.887	-	0	-
OTROS PASIVOS CIRCULANTES	DÓLARES	14.672	-	29.402	-	6.051	-	0	-
DOCUMENTOS POR PAGAR	DÓLARES	21.497	5,45%	163.443	5,16%	0	-	236.411	5,51%
CUENTA POR PAGAR	EURO	0	-	2	-	0	-	0	-
INGRESOS PERCIBIDOS POR ADELANTADO	\$ NO REAJUSTABL	151	-	149	-	0	-	0	-
DIVIDENDO POR PAGAR	\$ NO REAJUSTABL	45.357	-	0	-	0	-	0	-
Total Pasivos Circulantes	DÓLARES	1.760.073	-	1.515.273	-	43.688	-	249.561	-
-	UF	332	-	1.484	-	2.235	-	891	-
-	\$ NO REAJUSTABL	126.807	-	84.010	-	14.649	-	7.813	-
-	\$ COL	0	-	222	-	0	-	0	-

Rut : 92604000 - 6
 Período : 01-01-2007 al 30-06-2007
 Tipo de moneda : Miles de Dólares
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 2 de 2
 FECHA
 IMPRESIÓN: 13-08-2007

28. Moneda Nacional y Extranjera Pasivos Circulantes

RUBRO	MONEDA	HASTA 90 DÍAS				90 DÍAS A 1 AÑO			
		30/06/2007		30/06/2006		30/06/2007		30/06/2006	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
-	\$ REAJUSTABLE	10.277	-	3.537	-	0	-	0	-
-	EURO	0	-	2	-	0	-	0	-

28. Moneda Nacional y Extranjera
Pasivos largo plazo período actual 30/06/2007

RUBRO	MONEDA	1 A 3 AÑOS		3 A 5 AÑOS		5 A 10 AÑOS		MÁS DE 10 AÑOS	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
OBLIGACIONES CON BANCOS E INST. FINANCIERAS	DÓLARES	10.500	6,08%	75.000	5,56%	295.000	5,53%	0	-
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO LARGO PLAZO	DÓLARES	0	-	0	-	440.000	5,81%	0	-
-	UF	0	-	0	-	114.885	4,25%	0	-
DOCUMENTOS POR PAGAR LARGO PLAZO	DÓLARES	649	LIBOR 180 + 1,5%	432	LIBOR 180 + 1,5%	1.082	LIBOR 180+1,5%	1.391	-
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	4.548	5,70%	3.232	5,70%	8.624	5,70%	0	-
DOCTOS Y CTAS POR PAGAR EMP.	DÓLARES	4.452	5,86%	0	-	0	-	0	-
-	DÓLARES	5.228	16,11%	4.171	16,11%	10.296	16,11%	5.275	16,11%
-	DÓLARES	1.923	7,58%	1.799	7,58%	5.313	7,58%	3.193	7,58%
-	DÓLARES	2.468	10,01%	2.333	10,01%	6.673	10,01%	4.218	10,01%
-	DÓLARES	5.265	6,43%	5.264	6,43%	15.626	6,43%	13.479	6,43%
-	DÓLARES	20.385	4,27%	20.721	4,27%	54.176	4,27%	12.710	4,27%
PROVISIONES LARGO PLAZO	DÓLARES	158.620	-	0	-	0	-	69.613	-
-	\$ REAJUSTABL	6.801	-	11.494	-	41.649	-	84.983	-
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	DÓLARES	51.743	-	128	-	384	-	-	-
Total Pasivos a Largo Plazo									
-	DÓLARES	261.233	-	109.848	-	828.550	-	109.879	-
-	UF	4.548	-	3.232	-	123.509	-	0	-
-	\$ REAJUSTABL	6.801	-	11.494	-	41.649	-	84.983	-

28. Moneda Nacional y Extranjera
Pasivos largo plazo período anterior 30/06/2006

RUBRO	MONEDA	1 A 3 AÑOS		3 A 5 AÑOS		5 A 10 AÑOS		MÁS DE 10 AÑOS	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
OBLIGACIONES CON BANCOS E INTS. FINANCEIRAS	DÓLARES	32.250	4,95%	0	-	220.000	5,20%	-	-
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO LARGO PLAZO	DÓLARES	0	-	0	-	440.000	5,81%	0	-
-	UF	0	-	0	-	109.358	4,25%	0	-
DOCUMENTOS POR PAGAR LARGO PLAZO	DÓLARES	649	LIBOR 180 + 1,5%	433	LIBOR 180 + 1,5%	2.688	LIBOR 180 +1,5%	0	-
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	3.548	-	2.526	-	9.061	-	0	-
-	UF	436	7,70%	438	7,70%	672	7,70%	0	-
DOCTOS Y TCAS POR PAGAR EMP. RELACIONADA L/P	DÓLARES	2.174	-	0	-	0	-	0	-
-	DÓLARES	4.732	16,11%	4.624	16,11%	8.951	16,11%	8.299	16,11%
-	DÓLARES	1.831	7,58%	1.669	7,58%	4.535	7,58%	4.904	7,58%
-	DÓLARES	2.360	10,01%	2.183	10,01%	5.776	10,01%	6.319	10,01%
-	DÓLARES	5.015	6,43%	4.941	6,43%	15.056	6,43%	16.764	6,43%
-	DÓLARES	19.489	4,27%	19.569	4,27%	58.411	4,27%	19.093	4,27%
-	DÓLARES	2.174	-	0	-	0	-	0	-
PROVISIONES LARGO PLAZO	DÓLARES	237.816	-	0	-	0	-	48.154	-
-	\$ REAJUSTABLES	6.087	-	10.348	-	47.794	-	65.810	-
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	DÓLARES	11.780	-	142	-	355	-	72	-
-	\$ NO REAJUSTABL	55.703	-	0	-	0	-	0	-
-	\$ COL	321	-	0	-	0	-	0	-
Total Pasivos a Largo Plazo	DÓLARES	320.270	-	33.561	-	755.772	-	103.605	-
-	UF	3.984	-	2.964	-	119.091	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLES	6.087	-	10.348	-	47.794	-	65.810	-
-	\$ NO REAJUSTABL	55.703	-	0	-	0	-	0	-
-	\$ COL	321	-	0	-	0	-	0	-

29. Sanciones

En el período terminado al 30 de junio de 2007 y 2006, la Empresa, sus directores o administradores no han recibido sanción alguna por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros, ni de otras autoridades administrativas.

30. Hechos Posteriores

Entre el 1 de julio de 2007 y la fecha de emisión de estos estados financieros, no han ocurrido hechos posteriores que puedan afectar significativamente a los mismos.

31. Medio Ambiente

Durante el ejercicio terminado al 30 de junio de 2007, Enap y sus filiales han efectuado desembolsos relacionados con medio ambiente conforme se detalla en cuadros adjuntos:

31. Medio Ambiente Desembolsos

ENAP

	2007 MUS\$
Desarrollo de Estudio de impacto ambiental, Declaración de impacto ambiental y estudios arqueológicos para Proyectos	1.248
Otros gastos proyectos medioambientales	<u>36</u>
Totales	<u><u>1.284</u></u>

Enap Sipetrol S.A.

	2007 MUS\$
Inversiones medioambientales relacionadas con proyectos	686
Gasto operativo de unidad gestión ambiental	323
Gastos medio ambientales unidades operativas	<u>642</u>
Totales	<u><u>1.651</u></u>

31. Medio Ambiente

Desembolsos

ENAP REFINERIAS S.A.

	2007 MUS\$
a) Inversiones relacionadas con proyectos:	
Producción Diesel bajo azufre	12.691
Nueva Unidad de Alquilación	73
Patio almacenamiento residuos sólidos y productos químicos	44
Desulfur. Gasolina de cracking	12.103
Mejora sistema tratamiento de aguas aceite	92
Mitigación impacto ambiental por operación	81
Mitigación de ruidos	22
Disminución de emisión de riles	42
Disminución de material particulado	4
Control de emisiones	29
Subtotal	<u>25.181</u>
b) Gastos operativos Unidad Medio Ambiental:	
Unidad Medio Ambiente	2.303
Disposición residuos y otros similares	600
Subtotal	<u>2.903</u>
c) Gastos medio ambientales unidades operativas:	
Planta de azufre	1.912
Planta Desulfurización de Gasolina	1.641
Planta Desulfurización de Diesel	1.032
Planta de ácido	279
Striper de aguas ácidas (SWS)	337
Tratamientos efluentes	1.088
Subtotal	<u>6.289</u>
TOTAL	<u><u>34.373</u></u>

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

La filial Enap Sipetrol S.A. tienen vigente varios contratos de explotación y exploración dentro del marco de sus actividades en el exterior, los que se detallan a continuación:

a. Explotación

El detalle de los proyectos de explotación de Enap Sipetrol S.A. es el siguiente:

Proyecto	País	Operador	Porcentaje de participación Enap Sipetrol S.A.	
			2007 %	2006 %
Area Magallanes	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	(a) 50,00	50,00
Campamento Central Cañadón Perdido	Argentina	Repsol - YPF	(b) 50,00	50,00
Pampa el Castillo	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	(c) 100,00	100,00
Cam 2A Sur	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	(d) 50,00	50,00
North Bahariya	Egipto	NORPETCO (Joint Venture Company)	(e) 50,00	50,00
El Diyur	Egipto	DIPETCO (Joint Venture Company)	(f) 41,00	41,00
Paraiso, Biguno, Huachito	Ecuador	Enap Sipetrol S.A. Sucursal Ecuador	(g) -	-
Mauro, Davalos, Cordero	Ecuador	Enap Sipetrol S.A. Sucursal Ecuador	(g) -	-

(a) Area Magallanes

Con fecha 4 de enero de 1991, Enap Sipetrol Argentina S.A. y Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. celebraron un contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de ejecutar trabajos de desarrollo y explotación de hidrocarburos en Area Magallanes, bloque ubicado en la boca oriental del Estrecho de Magallanes, Argentina.

Enap Sipetrol Argentina S.A. como operador de este contrato, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área.

(b) Campamento Central - Cañadón Perdido

Correspondiente al área de la Cuenta Golfo San Jorge Campamento Central Cañadón perdido, que se rige por la Ley N024.145 y sus normas complementarias y reglamentarias. Enap Sipetrol Argentina S.A. participa en asociación con Repsol YPF ambos con un 50%, siendo el último quien realiza las labores de operador. Este campo actualmente en producción se encuentra ubicado en la ciudad de Comodoro Rivadavia, en la provincia de Chubut, Argentina.

(c) Pampa el Castillo

Con fecha 25 de septiembre de 2001, Pecom Energía S.A. cedió a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 100% de los derechos de la concesión de explotación del área hidrocarburífera denominada Pampa del Castillo - La Guitarra, localizada en la provincia de Chubut, Argentina.

(d) Cam 2A Sur

En decisión administrativa N° 14 del 29 de enero de 1999, se adjudicó en favor de YPF y Enap Sipetrol Argentina S.A. el permiso de exploración sobre el Area CAM 2A SUR. Con fecha 7 de octubre de 2002, Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. celebraron un Acuerdo de Unión Transitoria de Empresas (UTE), ubicada en las Provincias de Tierra del Fuego.

(e) North Bahariya

Con fecha 1 de junio de 2004 se aprobó el "Plan de Desarrollo", lo que significó que con fecha 1 de septiembre se diera inicio a la producción, dando paso a la fase de explotación. Mediante un Concession Agreement se creó la compañía operadora Norpetco, 50% propiedad de Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) y el 50% restante del consorcio Sipetrol Internacional S.A., IPR e INA.

(f) El Diyur

Con fecha 6 de julio de 2005 se aprobó el "Plan de Desarrollo", lo que significó que con fecha 15 de agosto de 2005 se diera inicio a la producción, dando paso a la fase de explotación. Mediante un Concession Agreement se creó la compañía operadora DIPETCO, 50% propiedad de Egyptian General Petroleum Corporation

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

(EGPC) y el 50% restante del consorcio APACHE, Sipetrol Internacional S.A. e IPR.

En junio de 2007, Sipetrol Internacional S.A. dio inicio a un proceso de venta de su participación en este bloque, actualmente se encuentra en negociaciones con los socios IPR y APACHE, quienes adquirirían la participación de Sipetrol Internacional S.A. en proporción a su participación actual.

(g) Paraíso, Biguno, Huachito y Mauro, Davalos, Cordero
 Con fecha 7 de octubre de 2002, se firmó un contrato con la Empresa de Petróleos del Ecuador - PetroEcuador y su filial la Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador - Petroproducción, para explotar y desarrollar los campos Paraíso, Biguno, Huachito (PBH) y Mauro Dávalos Cordero (MDC), ubicados en la cuenca oriente del Ecuador. Por medio de este contrato de Servicios Específicos, la Sociedad se comprometió a realizar las inversiones para el desarrollo de los campos por un valor estimado de MMUS\$ 90, que consideraban la perforación de 16 pozos (9 en PBH y 7 en MDC), la construcción de una estación de producción en MDC, adecuación de facilidades y un campamento. A la vez, adquirió el derecho de explotación y operación, asumiendo el 100% de los costos de operación y administración de los campos.

Con fecha 08 de agosto de 2006, se suscribió un contrato modificatorio al contrato del campo MDC, celebrado con PETROECUADOR, mediante el cual ENAP SIPEC se comprometió a ampliar el programa de inversiones que contempla la perforación de 7 pozos y ampliar la facilidad de producción. Con estos nuevos pozos se certificarán reservas adicionales que permitirán incrementar las reservas actuales de 31.6 a 57.0 millones de bbl de petróleo crudo.

b. Exploración

 El detalle de los proyectos de exploración de Enap Sipetrol S.A. es el siguiente:

Proyecto	País	Operador		Porcentaje de participación	
				Enap Sipetrol S.A. 2007	2006
CAM 3	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	(a)	33,33	50,00
CAM 1	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	(a)	33,33	50,00
La Invernada	Argentina	Wintershall Energía S.A.	(b)	50,00	50,00
East Rast Qattara	Egipto	Sipetrol Internacional S.A.	(c)	50,50	50,50
Bloque 2 - Romana	Egipto	Sipetrol International S.A.	(d)	40,00	-
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	Egipto	Edison International SPA	(e)	30,00	-
Bloque Mehr	Irán	OMV (Irán) Onshore Exploration Gmg	(f)	33,00	33,00
Bloque 35	Yemen	Oil Search	(g)	-	37,50

(a) CAM 3 y CAM 1

El área CAM-1 (Cuenca Austral Marina 1) fue adjudicada con fecha 4 de septiembre de 2003 a las empresas Enap Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF S.A., por la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, quien aceptó la oferta realizada por las empresas durante el Concurso Público Internacional convocado para esta licitación.

El Área se encuentra ubicada en el océano Atlántico en la zona austral de Argentina y es contigua a otras concesiones donde actualmente Enap Sipetrol Argentina S.A. explora y produce hidrocarburos (Área Magallanes, CAM 2A Sur y CAM 3).

Enap Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF han conformado una Unión Transitoria de Empresas (UTE), destinada a realizar exploraciones de hidrocarburos en esta área y proceder a su explotación comercial en caso de que las exploraciones sean exitosas.

Durante el mes de octubre de 2005 la Compañía recibió una comunicación de la

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

Secretaría de Energía, mediante la cual comunica a Enap Sipetrol Argentina S.A. que el área de explotación CAM-1 sería registrada a nombre ENARSA (empresa propiedad del Estado Nacional). Esto último sustentado en el hecho que el área había sido adjudicada a Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. durante el año 2003 por la Secretaría de Energía, pero que se encontraba pendiente la Decisión Administrativa del Poder Ejecutivo Nacional que la aprobara.

En función de lo antes descrito, la Sociedad, junto a YPF S.A. y ENARSA, iniciaron una serie de conversaciones con el fin de llegar a un acuerdo entre las partes, para la continuidad de la explotación del área, en adelante denominada E2. Con fecha 7 de febrero de 2006, se firmó un acta de acuerdo para constituir un nuevo Consorcio.

Con fecha 25 de septiembre de 2006, se suscribió un convenio de asociación entre ENARSA, Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. mediante el cual las partes acuerdan suscribir un contrato de UTE en un plazo no mayor a 60 días, el cual fue extendido posteriormente, encontrándose aún en etapa de negociaciones. ENARSA, como titular del área CAM 1 (en adelante E2), aporta este bloque y Enap Sipetrol Argentina S.A., en conjunto con YPF S.A., aportan el bloque CAM 3. Formalmente Sipetrol y Repsol YPF revirtieron el bloque CAM-3 a la Secretaría de Energía para su posterior adjudicación por parte de esta al nuevo consorcio, hecho que aún no ha acontecido.

Los porcentajes de participación de estas compañías serán de un 33,33% cada una.

(b) La Invernada

Bloque licitado por la Dirección de Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén el 9 de junio de 2003 y adjudicado a Wintershall Energía S.A. (WIAR) con fecha efectiva 29 de octubre del 2003. El contrato de exploración se firmó entre WIAR y la Dirección de Hidrocarburos el día 11 de noviembre de 2003. La Sociedad, luego de evaluar el potencial exploratorio de este bloque, suscribió con WIAR un Joint Study and Bidding Agreement, para obtener una opción de entrada por un 50% de participación en condiciones ground floor. Con fecha 21 de diciembre de 2004 mediante Decreto de la Provincia de Neuquén 2949, se aprobó la cesión del 50% de la participación de Wintershall Energía S.A. en el Contrato y Permiso de Exploración a favor de Enap Sipetrol Argentina S.A.

Con fecha 29 de marzo de 2005 se celebró el Contrato de Unión Transitoria de Empresas el cual se encuentra inscripto ante la Inspección General de Justicia bajo el N° 74, Libro 01 de fecha 10 de mayo de 2005.

(c) East Rast Qattara

En el marco del proceso de licitación para el año 2002, abierto por la Compañía General Petrolera Egipcia (EGPC) para presentar ofertas para diversos bloques en el Western Desert, la filial Sipetrol Internacional S.A., en conjunto con la empresa australiana Oil Search Ltd., se adjudicó con fecha 16 de abril de 2003, el Bloque East Ras Qattara.

El contrato definitivo (contrato de concesión), se firmó el 30 de marzo de 2004 ante el ministerio de petróleo egipcio, con una participación de Sipetrol Internacional S.A., sucursal Egipto, 50,5% (operador) y de Oil Search Ltd., 49,5%.

(d) Bloque 2 - Romana

Enap Sipetrol a través de su filial Sipetrol Internacional S.A. se adjudicó en Egipto a fines de diciembre 2006 dos contratos de exploración, sujeto a los términos, procedimientos y aprobaciones necesarias por parte de las autoridades egipcias.

El Bloque 2 en tierra será operado por Sipetrol Internacional S.A. con una participación de 40% en el consorcio conformado con PTT Exploration and Production Public Company Limited ("PTTEP") y Centrica con un 30% cada una. Esta área está localizada en el norte del SINAB y tiene una superficie de 6.200 kms².

(e) Bloque 8 - Sidi Abd El Rahmar

El Bloque 8, costa afuera, será operado por Edison International SPA con una participación de 40% en el consorcio conformado junto a PTT Exploration and Production Public Company Limited ("PTTEP") y Sipetrol Internacional S.A. con un 30% cada una. Esta área está ubicada en el noreste de Egipto, Mar Mediterráneo, con una superficie de 4.294 kms².

Ambos bloques están bajo un contrato de producción compartida con EGAS, el compromiso de trabajo mínimo durante los 3 primeros años contempla la adquisición y procesamiento de información sísmica 2D y 3D y la perforación de 5 pozos exploratorios en el Bloque 2 y 2 pozos exploratorios en el Bloque 8.

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

(f) Bloque Mehr

Enap Sipetrol S.A., a través de su filial Sipetrol Internacional S.A., posee el 33% de participación en el Bloque Mehr en sociedad con Repsol YPF y OMV, siendo este último su operador. El bloque se localiza en una de las provincias con mayores reservas de petróleos del mundo, adyacente al gigantesco campo Arwaz. Desde la obtención de la concesión en el 2001, el bloque se encuentra en su etapa de exploración.

Descubrimiento se encuentra en proceso de negociación con la NIOC para declarar su comercialidad.

Con fecha 26 de septiembre de 2006, se recibió una oferta de una compañía interesada en adquirir el porcentaje de participación que actualmente posee Enap Sipetrol S.A. en este bloque.

Actualmente la empresa esta negociando un contrato de venta de la participación en el bloque con la empresa Aznor Energy Limited.

(g) Bloque 35

En el Parlamento yemení, ratificó el Purchase and Sales Agreement (PSA) y la asignación del Bloque 35 a Oil Search Ltd. y SABA, siendo firmada la respectiva ley el día 29 de marzo de 2003 por parte de ese gobierno, con lo cual queda definida la fecha efectiva del Contrato de exploración del bloque.

Tras la finalización en el proceso de negociación para el acuerdo de cesión entre la filial Sipetrol Internacional S.A. y la empresa australiana Oil Search Ltd., ésta última cedió a Sipetrol Internacional S.A. una participación del 30% en el Bloque 35, Hood Area, en el Hadramaut Governatore, República de Yemen.

El 30 de noviembre de 2005, Sipetrol Internacional S.A. y la empresa canadiense Virgin Resources Limited, suscribieron un Sale and Purchase Agreement por el cual Sipetrol Internacional S.A. se comprometió a ceder el 100% de su participación en el Bloque 35.

Dicha venta se perfeccionará una vez obtenida la aprobación final del gobierno de Yemen (conforme al Production Sharing Agreement) a través de su Ministerio de Minerales y Petróleo. Igualmente se requerían las autorizaciones de los socios del Consorcio (conforme lo exige el Joint Operation Agreement), las cuales ya se obtuvieron.

Con fecha 23 de diciembre de 2006 el Ministerio de Minerales y Petróleo ha ratificado la transferencia a Virgin Resources Limited con lo que Sipetrol International SA ha dejado de tener participación en el Bloque.

HECHOS RELEVANTES

Con fecha 1 de junio de 2007, mediante carta N°1194, se informó que con fecha 31 de mayo de 2007, se efectuó el cierre de los acuerdos definitivos del proyecto GNL a través de la suscripción de todos los contratos comerciales necesarios para su completa ejecución, entre los cuales se destaca el contrato de suministro de Gas Natural Licuado (GNL), el contrato relativo al uso de la Planta de Regasificación de GNL, los contratos de compra venta de gas natural suscrito por los offtakers y los pactos de accionistas de las sociedades a través de las cuales se ejecutará el proyecto.

El Proyecto GNL tiene por objeto la compra de gas natural licuado (GNL) proveniente del exterior, su almacenamiento y regasificación en la Planta de Regasificación que se ubicará en las comunas de Quintero y Puchuncaví de la V Región de país y el suministro de gas natural a la zona central del país. Dicho proyecto, contribuirá en forma significativa a la diversificación de la matriz energética de Chile, complementando las fuentes energéticas actualmente existentes. Específicamente respecto de ENAP, el citado proyecto permitirá garantizar la seguridad de suministro de gas natural necesario para la operación de la Refinería Aconcagua de propiedad de su filial Enap Refinerías S.A.

Enap participa en el citado Proyecto bajo las siguientes calidades principales:

i) Accionista de la sociedad denominada "GNL Quintero S.A." con un 20% de participación en el respectivo capital social. Dicha entidad contruirá y operará el terminal de regasificación y su respectivo muelle que se ubicará en la bahía de Quintero, V Región. Los restantes accionistas en dicha sociedad son las siguientes tres empresas: Endesa (20%), Metrogas (20%) e Inversiones BG (Chile) Limitada (40%), esta última filial de BG Group ("BG").

ii) Accionista de la sociedad denominada "GNL Chile S.A.", con un tercio de participación en el respectivo capital social. Dicha entidad tiene por objeto adquirir el GNL, contratar su regasificación con la sociedad dueña del terminal y comercializar el producto regasificado. En esta sociedad, ENAP participa junto a Endesa y Metrogas, correspondiéndole a cada uno de los accionistas un tercio de la participación en el capital social. BG tiene la opción de incorporarse como accionista de GNL Chile S.A. en la medida que adquiera la calidad de comprador de gas natural

iii) Garante de determinadas obligaciones contraídas por su filial Enap Refinerías S.A. en el contrato de compraventa de gas natural celebrado con GNL Chile S.A. y garante de determinadas obligaciones contraídas por GNL Quintero S.A. bajo los contratos de ingeniería, construcción y suministro de materiales y equipos (contratos EPC) celebrados con la empresa contratista CB&I y sus filiales.

Considerando el costo de los citados contratos EPC y los demás costos del proyecto, se estima que la inversión total en el proyecto GNL relativa a la construcción y puesta en marcha de la planta de regasificación y el respectivo muelle podría alcanzar hasta los US\$ 940 millones correspondiendo a ENAP., en su calidad de accionista de la sociedad GNL Quintero S.A., un 20% de dicha inversión. El proyecto se encuentra estructurado de manera tal de obtener en el más breve plazo un financiamiento bancario bajo modalidad de project finance. Para este último efecto, se procedió a la contratación del banco HSBC como asesor financiero.

El contrato de compraventa de gas natural que permitirá garantizar la seguridad de suministro necesario para la operación de la Refinería Aconcagua, es un contrato bajo la modalidad "delivery or pay" por un período de 21 años y por una cantidad contractual anual máxima de gas natural equivalente a un tercio de 1.7 millones de toneladas por año de GNL, lo que significa un suministro para Refinería Aconcagua de 2,2 millones de metros cúbicos de gas por día. Se estima que el inicio del suministro de gas natural tenga lugar durante el segundo trimestre del 2009.

El terminal de regasificación tendrá una capacidad inicial de producción en base continua de 10 millones de metros cúbicos de gas natural por día, pudiendo llegar hasta 15 millones de gas natural por día. La capacidad total de almacenamiento de la planta será de 334.000 metros cúbicos de GNL (equivalentes a 206 millones de metros cúbicos de gas), obtenidos con dos estanques de 160.000 metros cúbicos cada uno y un estanque de 14.000 metros cúbicos, los que entrarán en operaciones secuencialmente. El muelle tendrá una longitud de 1.600 metros y permitirá recibir barcos de GNL de hasta 180.000 metros cúbicos de capacidad.

Con fecha, 1 de junio de 2007, mediante carta N°1016, la filial Enap Refinerías S.A. informó que con fecha 31 de mayo de 2007, Enap Refinerías S.A., suscribió un contrato de compraventa de gas natural con la sociedad GNL Chile S.A., que le

HECHOS RELEVANTES

permitirá garantizar la seguridad de suministro necesario para la operación de su Refinería Aconcagua.

Dicho contrato es un contrato bajo la modalidad "delivery or pay" por un período de 21 años y por una cantidad contractual anual máxima de gas natural equivalente a un tercio de 1.7 millones de toneladas por año de GNL, lo que significa para Enap Refinerías S.A. un suministro de 2,2 millones de metros cúbicos de gas natural por día. Se estima que el inicio del suministro de gas natural tenga lugar el segundo trimestre de 2009. Las obligaciones contraídas por Enap Refinerías S.A. bajo el contrato de compraventa de gas natural, han sido garantizadas por su matriz Empresa Nacional del Petróleo.

La referida compraventa es parte de un conjunto de contratos comerciales del Proyecto GNL, cuyo cierre definitivo tuvo lugar el día 31 de mayo de 2007. Dicho proyecto tiene por objeto la compra de gas natural licuado (GNL) proveniente del exterior, su almacenamiento y regasificación en la Planta de Regasificación que se ubicará en las comunas de Quintero y Puchuncavi de la V Región del país y suministro de gas natural a la zona central de país. La Empresa Nacional del Petróleo participa en dicho proyecto en calidad de accionistas de la sociedad GNL Quintero S.A., entidad que tiene a su cargo la construcción y operación del terminal de regasificación de GNL, y en calidad de accionista de la sociedad GNL Chile S.A., entidad que tiene por objeto adquirir el GNL, contratar su regasificación con la sociedad dueña del terminal y comercializar el producto regasificado.

Con fecha 1 de febrero de 2007, mediante carta N°33223, la filial Enap Refinerías S.A., comunicó que el Directorio de la Sociedad en Sesión celebrada el 31 de enero de 2007, acordó lo siguiente:

Designar como Gerente General de Enap Refinerías S.A. a don Sergio Arévalo Espinoza, en reemplazo de don Carlos Cabezas Faúndez, quien asume las funciones de Gerente de Operaciones, Refinería y Logística, de cuyo cargo dependerá el área de producción de los establecimientos de Refinación y Departamento de Almacenamiento y Oleoductos.

ANÁLISIS RAZONADO

ANALISIS RAZONADO EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO Y FILIALES

El presente análisis ha sido preparado para los ejercicios terminados al 30 de junio de 2007 y 2006.

Los principales rubros de activos y pasivos al 30 de junio de 2007 y 2006 son los siguientes:

	30/06/2007 MMUS\$	30/06/2006 MMUS\$
Activo Circulante	2.513,1	2.489,6
Activo Fijo Neto	1.716,8	1.605,3
Otros Activos	278,3	297,9
Total Activos	4.508,2	4.392,8

	30/06/2007 MMUS\$	30/06/2006 MMUS\$
Pasivo Circulante	1.958,1	1.862,8
Pasivo Largo Plazo	1.585,7	1.525,3
Total Pasivo Exigible	3.543,8	3.388,1
Interés Minoritario	0,3	0,4
Patrimonio	964,1	1.004,3
Total Pasivos y Patrimonio	4.508,2	4.392,8

Activos

Los activos totales se incrementaron en US\$115 millones pasando de US\$4.393 millones en junio de 2006 a US\$4.508 millones a igual fecha de 2007, lo que representa un incremento de un 2,6%, que se explica principalmente por el incremento de US\$112 millones de los activos fijos equivalente a un 6,9%, reforzado por un incremento de US\$24 millones en los activos circulantes, que fueron sólo parcialmente compensados por una reducción de un 6,6% (US\$20 millones) en los otros activos.

Los mayores activos circulantes están explicados principalmente por un incremento de US\$256 millones en los deudores por venta, pasando de US\$639 millones en junio de 2006 a US\$895 millones a igual fecha de 2007, lo que se explica principalmente por el incremento en los volúmenes de venta, especialmente de diesel. También se produjo un incremento de US\$43 millones en los documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas y de US\$27 millones en los otros activos circulantes. Estos aumentos en activos circulantes fueron sólo parcialmente compensados por las reducciones de US\$151 millones en existencias, explicado por la gran demanda de productos que originó menores volúmenes de existencias en comparación con aquéllos de 2006, y además las disminuciones de saldos en los impuestos por recuperar por US\$62 millones, en las cuentas de disponible por US\$26 millones, en depósitos a plazo por US\$23 millones y en valores negociables por US\$11 millones, como también, en los deudores varios e impuestos diferidos por US\$11 millones.

El mayor saldo neto del activo fijo por US\$112 millones se explica principalmente por el incremento en construcciones y obras de infraestructura por US\$174 millones que representan un incremento de 4,4%, por los mayores saldos de otros activos fijos por US\$45 millones (12,6% de incremento) y el aumento en maquinarias y equipos de US\$8 millones, que representa un 13,6% más en junio 2007 respecto de igual período de 2006. Estos incrementos fueron sólo parcialmente compensados por el mayor saldo acumulado de depreciación por US\$115 millones.

Por otra parte, los otros activos se redujeron en un 6,6% pasando de US\$298 millones en el primer semestre de 2006 a US\$278 millones a igual fecha de 2007. Dicha reducción se explica principalmente por las disminuciones en impuestos diferidos por US\$16 millones y en el ítem otros de los otros activos por US\$14 millones, que fueron sólo parcialmente compensadas por el incremento de US\$5 millones en las inversiones en empresas relacionadas y mayores saldos de entre US\$1 y US\$2 millones cada uno en las cuentas inversiones en otras sociedades, menor valor de inversiones, deudores de largo plazo y documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas.

ANÁLISIS RAZONADO

Pasivos

El total de pasivos exigibles se incrementó en un 4,6% (US\$156 millones), pasando de US\$3.388 millones en junio de 2006 a US\$3.544 millones a igual fecha de 2007. Dicho incremento se explica principalmente por los mayores pasivos circulantes que aumentaron en un 5,1% (US\$95 millones) además, del incremento de US\$60 millones (4,0%) en los pasivos de largo plazo.

El incremento neto en los pasivos circulantes por un monto total de US\$95 millones, tiene su origen principalmente en el aumento de las cuentas por pagar por US\$492 millones, debe ser analizada en conjunto con la reducción de US\$378 millones en los documentos por pagar. Este aumento neto en estas partidas del pasivo circulante fue principalmente consecuencia de los mayores niveles de importación de diesel, financiándose además durante el primer semestre de 2007 parte de este mayor nivel de importaciones con el remanente del crédito sindicado que fue levantado en diciembre de 2006. El saldo de la cuenta de dividendos por pagar por US\$45 millones refleja el compromiso de traspasos de utilidades acumuladas de años anteriores, al Fisco de Chile, las que se pagarán entre septiembre y noviembre del presente año.

Por otra parte las cuentas retenciones y obligaciones con bancos e instituciones financieras corto plazo presentaron incrementos por US\$20 y US\$17 millones respectivamente, y las siguientes cuentas presentaron disminuciones: impuesto a la renta por US\$55 millones, obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo - porción corto plazo por US\$31 millones, provisiones por US\$14 millones y los otros pasivos circulantes por US\$9 millones.

Los pasivos a largo plazo, por su parte, aumentaron en US\$60 millones (4,0%), pasando de US\$1.525 millones al 30 de junio de 2006 a US\$1.586 millones en igual período de 2007. El principal incremento corresponde a las obligaciones con bancos e instituciones financieras por US\$128 millones el cual se explica por la contratación de un crédito sindicado en diciembre de 2006 por US\$150 millones destinado a financiar parte del plan de inversiones del año 2007 y a la amortización de créditos realizada en el período. Este incremento se vio parcialmente compensado por la reducción en las provisiones de largo plazo por US\$43 millones, debido principalmente al traspaso al corto plazo de una parte de la provisión del impuesto a la renta del D.L. 2398 (impuesto del 40%), por el devengo del impuesto a la renta el que fue pagado en abril del 2007. Los otros pasivos a largo plazo presentan una reducción de US\$16 millones y los documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas largo plazo también disminuyeron en US\$14 millones.

El patrimonio muestra una disminución de 4,0% entre junio de 2006 y junio de 2007, pasando de US\$1.004 millones a US\$964 millones entre un período y otro. Esta reducción está explicada en parte por la menor utilidad del período 2007 y por la disminución de las utilidades acumuladas por el traspaso a dividendos por pagar de US\$45 millones por utilidades de años anteriores y que serán pagados en la segunda mitad del año. Estas reducciones fueron parcialmente compensadas por el incremento de US\$51 millones en la cuenta de capital pagado, producto de la capitalización de la utilidad del ejercicio 2006 por parte del Fisco de Chile.

INDICADORES DE LIQUIDEZ, ENDEUDAMIENTO Y ACTIVIDAD

Los principales indicadores financieros del balance consolidado relativos a liquidez y endeudamiento son los siguientes:

	30/06/2007	30/06/2006
Liquidez		
Liquidez corriente	1,28	1,34
Razón ácida (1)	0,65	0,59
Endeudamiento		
Deuda Corto Plazo/Deuda Total (%)	55,3%	55,0%
Deuda Largo Plazo/Deuda Total (%)	44,7%	45,0%
Razón de endeudamiento	3,68	3,37
Cobertura gastos financieros (2)	5,54	8,52
Actividad		
Total Activos (MMUS\$)	4.508	4.393
Rotación de inventarios (3)	7,22	6,19
Permanencia de inventarios	49,86	58,20

(1) Corresponde al total de activos circulantes, menos las existencias y menos

ANÁLISIS RAZONADO

los gastos pagados por anticipado, dividido por el pasivo circulante.

(2) La cobertura de gastos financieros se calcula como R.A.I.I.D.A.I.E sobre el total de gastos financieros.

(3) El indicador de rotación de inventarios se muestra con cifras de cuentas por cobrar para sólo dos trimestres y no está anualizado.

El índice de liquidez se redujo pasando de un nivel de 1,34 veces en junio de 2006 a 1,28 veces en junio de 2007. La razón ácida por su parte se incrementó de 0,59 en junio de 2006 a 0,65 en igual período de 2007, mejorando la relación entre activos líquidos y pasivos corrientes.

El índice de endeudamiento, que fue de 3,37 en junio de 2006, aumentó pasando a 3,68 en junio de 2007 debido principalmente al incremento en los pasivos circulantes relacionados con las mayores importaciones de crudos y productos.

En cuanto, a la exigibilidad de la deuda, ésta se presenta en un 55% en el corto plazo y un 45% en el largo plazo, ponderaciones prácticamente iguales a aquéllas del mismo período del año 2006.

La cobertura de gastos financieros pasó de 8,52 veces en junio de 2006 a 5,54 veces en igual fecha de 2007, reflejando un incremento en gastos financieros (27%) debido a las mayores tasas de interés y a los mayores volúmenes de financiamiento de corto plazo como consecuencia del aumento en los niveles de importaciones de hidrocarburos.

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS

	30/06/2007	30/06/2006
	MMUS\$	MMUS\$
Resultado Operacional	208,6	302,7
Gastos financieros	61,9	48,6
Resultado no Operacional	-53,5	-51,9
R.A.I.I.D.A.I.E	342,4	414,6
Utilidad después del 17% de impuestos	120,7	188,0
Utilidad después de impuestos	70,5	116,5
Rentabilidad(1)	%	%
Rentabilidad del patrimonio promedio	7,41	12,11
Rentabilidad del activo promedio	1,70	2,89
Rentabilidad de activos operacionales *	6,12	9,24

Activos operacionales = Activos totales - otros activos fijos - otros activos circulantes - impuestos diferidos - depósitos a plazo.

(1) Los indicadores de rentabilidad sobre patrimonio y activos promedio muestran la utilidad para un semestre sin anualizar.

Resultado Operacional

El resultado operacional consolidado muestra una reducción entre junio de 2006 y junio de 2007 de US\$ 94 millones. Esta reducción se explica principalmente por el menor margen de explotación que pasó de US\$345 millones en el primer semestre de 2006 a US\$257 millones en igual período de 2007. Lo anterior es consecuencia de un aumento de los costos de explotación de un 8,2% que equivale a mayores costos por US\$ 284 millones, los cuales no alcanzaron a ser compensados con el mayor nivel de ingresos de explotación que ascendió a un 5,1% representando mayores ingresos por US\$195 millones. Este incremento de costos se debe principalmente al mayor volumen de importaciones, en particular de diesel, durante el primer semestre del año 2007 como consecuencia de los cortes de gas natural desde argentina, a los mayores costos de consumos internos producto de la sustitución de gas natural por consumos de gas propano, butano y diesel, mayores costos de energía eléctrica, entre otros. En cuanto al aumento neto de los ingresos ascendente a US\$ 195 millones, ello es reflejo principalmente de dos efectos: mayor cantidad de productos vendidos durante el primer semestre de 2007 y menores volúmenes de ingresos de Enap Sipetrol S.A. por mantenimiento de algunas instalaciones.

Los gastos de administración y ventas se incrementaron en US\$5 millones, lo que se explica en gran parte por la caída del tipo de cambio del dólar por gastos generados en pesos.

ANÁLISIS RAZONADO

Resultado No Operacional

El resultado no operacional, presenta una pérdida neta de US\$ 53 millones, valor similar a la del periodo anterior. Aunque este monto global se mantuvo, los gastos financieros se incrementaron en US\$13 millones como consecuencia principalmente de los mayores niveles de financiamiento de importaciones de diesel, los que a su vez se vieron compensados por menores otros egresos fuera de la explotación por US\$6 millones y por una mejor pérdida por diferencia de cambio de US\$3 millones. Además se registraron mayores otros ingresos fuera de la explotación por US\$3 millones.

Utilidad del Período

Conforme a las variaciones de ingresos y costos antes señaladas, la utilidad del primer semestre, descontado el impuesto a la renta de primera categoría (17%) alcanzó a los US\$121 millones, cifra que es inferior en un 36% a los US\$188 millones registrados a junio del 2006. La utilidad neta, descontado el 40% de impuesto del D.L. 2.398, fue de US\$71 millones a junio de 2007, mientras que a igual período de 2006 ésta fue de US\$116 millones.

Diferencia entre valores económicos y de libros de los activos

Al 30 de junio de 2007, no se aprecian diferencias significativas entre los valores económicos y de libros de los principales activos de la Empresa. Sin embargo es importante destacar que de acuerdo con las normas de la Superintendencia de Valores y Seguros, las inversiones en empresas filiales y coligadas, se valorizan según el método de valor proporcional del patrimonio de las respectivas empresas.

Situación de mercado

Durante el primer semestre de 2007, el marcador WTI (West Texas Intermediate) ha tenido una tendencia al alza persistente, especialmente después de la caída inicial durante el mes de enero, cuando el crudo alcanzó un valor mínimo promedio de US\$54,1 por barril. Los promedios mensuales siguieron al alza en los meses siguientes, aunque con una alta volatilidad, hasta llegar a un promedio de US\$67,4 por barril en el mes de junio.

A pesar de lo anterior, el WTI durante el primer semestre de 2007, tuvo un valor promedio de US\$61,5 por barril que fue un 8,0% más bajo que el promedio de igual período de 2006, cuando alcanzó los US\$66,9 por barril.

A lo largo de todo el segundo trimestre del año, el alza del precio del crudo tuvo como fuerza motriz una disminución en la oferta de crudo y la expansión de la demanda por los productos derivados del petróleo, cuyos precios crecieron aun más que el precio del petróleo crudo, generando así altos márgenes de refinación que incentivaron una mayor operación de las refinerías estadounidenses.

Los precios de los productos en los mercados internacionales de la Costa del Golfo y Nueva York siguieron una tendencia alcista más pronunciada que la del crudo, lo que incentivo las importaciones de productos necesarias para complementar la producción local. El precio de la gasolina promedió US\$ 84,4 por barril, subiendo así 23,2% con respecto al promedio del Primer Trimestre de 2007 (US\$ 68,5 por barril). El promedio semestral del precio de la gasolina en 2007 alcanzó a US\$81,7 por barril, nivel sólo levemente superior al del mismo combustible en el primer semestre de 2006, cuando alcanzó los US\$81,3 por barril.

Flujos de efectivo

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado en cada ejercicio, son los siguientes:

	30/06/2007	30/06/2006
	MMUS\$	MMUS\$
Flujo neto originado por actividad de la operación	236,2	238,3
Flujo neto originado por actividades de financiamiento	0,4	-72,6
Flujo neto originado por actividades de inversión	-258,8	-122,6
Flujo neto del período	-22,2	43,1

El flujo originado por actividades de la operación por US\$236 millones se mantuvo

ANÁLISIS RAZONADO

prácticamente inalterado respecto al flujo del primer semestre de 2006 (US\$238 millones).

El flujo neto de actividades de Inversión presenta un saldo de US\$259 millones, lo que representa un incremento de US\$ 136 millones, respecto del período anterior, estos montos reflejan las adiciones al activo fijo por inversiones del período, como también los aportes a empresas relacionadas mediante cuentas corrientes destinadas a financiar inversiones de inicio.

El flujo neto negativo total del período de US\$22 millones se explica principalmente por el flujo neto originado por actividades de la inversión que no alcanzó a ser totalmente compensado por los flujos positivos de las actividades de operación y de financiamiento.

Análisis de riesgo de mercado

ENAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos y en las siguientes etapas de la cadena productiva; refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo. De estas actividades, una parte substancial de las operaciones corresponde a la refinación y comercialización de sus productos en Chile, liderando el abastecimiento del mercado nacional con una participación superior al 87%, abriéndose paso en los últimos años a la exportación de estos productos, principalmente a países de América Latina.

ENAP accede regularmente al mercado internacional para el suministro de petróleo crudo y productos, situación que le permite asegurar el abastecimiento y los compromisos comerciales, convenientemente. Como resultado de lo anterior, el abastecimiento de petróleo crudo de ENAP se obtiene mayoritariamente de países de Sudamérica y África, siendo los principales proveedores Brasil, Angola, Ecuador, Argentina, Nigeria y Perú., Las refinerías de ENAP, cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de esta materia prima.

El riesgo relevante para el negocio está esencialmente en el margen de refinación, debiendo enfrentar la empresa las fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de crudo y productos. Las refinerías han continuado orientado sus inversiones a incrementar tanto su flexibilidad productiva como la calidad de sus productos.

El tipo de cambio es otro de los factores de riesgo del negocio, debido a que parte importante de los ingresos son en pesos y los pasivos en dólares. Este factor se ha minimizado por la política de cobertura de tipo de cambio a los deudores por ventas, que ha sido implementada a contar de mayo 2006, esta política es complementaria a la de precios de los productos, que está basada en la paridad de importación indexada en dólares, situación que se analiza en forma periódica para mantener una posición competitiva, considerando la libertad de precios y de importación que existe en Chile.

En términos de riesgo de tasa de interés, la empresa mantiene un mix de deuda financiera en tasa fija (principalmente bonos de largo plazo), y tasa variable (principalmente créditos bilaterales y sindicados y préstamos de corto plazo como forfaiting), para mitigar este riesgo ENAP ha realizado una variedad de derivados de tasa de interés los que llevan estos créditos de tasa variable, principalmente LIBOR más un spread, a tasa fija o semi fija (fijando la LIBOR o permitiéndole flotar dentro de una banda).

Asimismo, ENAP mantiene una posición en instrumentos derivados de Cross Currency Swap correspondiente a la emisión de un Bono en el mercado nacional, en el mes de Octubre del 2002, para llevar su denominación de UF a dólares de los Estados Unidos y con el fin de mitigar el riesgo a exposición a tipo de cambio. De igual manera en julio 2005 contrató un Cross Currency Swap para llevar de UF a dólar el total de los flujos originados por un leasing hipotecario de las oficinas corporativas a un plazo de 13 años con vencimiento el año 2018.

A partir de Mayo de 2007, ENAP comenzó a utilizar instrumentos derivados llamados "zero cost collar" sobre crudo WTI para cubrir el riesgo de volatilidad en el precio de dicho marcador sobre el costo de los embarques de crudo y por consiguiente, mitigar los riesgos en el margen de refinación del negocio.

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

1.01.05.00 Razón Social

**EMPRESA NACIONAL DEL
PETROLEO**

Los abajo firmantes se declaran responsables respecto de la veracidad de la información incorporada en el presente informe **Trimestral**, referido al **30 de Junio de 2007**, de acuerdo al siguiente detalle:

	<u>INDIVIDUAL</u>	<u>CONSOLIDADO</u>
Ficha Estadística Codificada Uniforme (FECU).	X
Notas Explicativas a los estados financieros.	X
Análisis Razonado	X
Resumen de Hechos Relevantes del período.	X
Medio Magnético, debidamente identificado.	X

Nota: marcar con una "X" donde corresponde

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>R.U.T.</u>	<u>Firma</u>
Carlos Alvarez Voullieme	Presidente del Directorio	8970274-7	
Radovan Razmilic Tomicic	Director	6283668-7	
Gustavo Cubillos López	Director	2421533-4	
Eduardo González Yañez	Director	9164893-8	
Miguel Moreno García	Director	5433767-1	
Jorge Matute Matute	Director	5334581-6	
Ramón Jara Araya	Director	5899198-8	
Enrique Dávila Alveal	Gerente General	5032869-4	

Fecha: 13 de Agosto de 2007